

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ - UTFPR
DEPARTAMENTO ACADEMICO DE ELETROTÉCNICA - DAELT
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM ELETROTÉCNICA
AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL**

EMERSON AGNER SILVESTRE

**PROJETO E DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA SUPERVISÓRIO
PARA O CENTRO DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2014

EMERSON AGNER SILVESTRE

**PROJETO E DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA SUPERVISÓRIO
PARA O CENTRO DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Diplomação, do Curso Superior de Tecnologia em Automação Industrial do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Tecnólogo.

Orientador: Prof. Dr. Marco Antonio Buseti

CURITIBA

2014

EMERSON AGNER SILVESTRE

**PROJETO E DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA SUPERVISÓRIO
PARA O CENTRO DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

Este Trabalho de Diplomação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de **Tecnólogo em Eletrotécnica**, Modalidade Automação Industrial, do **Curso Superior de Tecnologia em Eletrotécnica** da **Universidade Tecnológica Federal do Paraná**.

Curitiba, 31 de Julho de 2014

Prof. José da Silva Maia, M.Sc.
Coordenador de Curso
Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

Prof. Rafael Fontes Souto, M.Sc.
Responsável pelo Trabalho de Diplomação da Tecnologia
Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Marco Antonio Buseti, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Prof. Daniel Balieiro, M.Sc.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. José da Silva Maia, M.Sc.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Eduardo Rocha Loures, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

SILVESTRE, Emerson Agner. Sistema Supervisório – Centro Remoto de Operação de Usinas Hidroelétricas. Projeto de Pesquisa – Tecnologia em Eletrotécnica – Modalidade Automação Industrial, UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Esse trabalho apresenta as etapas de especificação e desenvolvimento de um sistema de supervisão para o centro de operação da geração de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), pertencentes a um agente privado do sistema elétrico nacional, visando a otimização da geração de energia, através da centralização de suas operações. A Plataforma utilizada foi o sistema de supervisão ElipseE3, com licenças de propriedade desse agente. Através desse centro será possível controlar a sequência de partida e parada das unidades geradoras, efetuar os ajustes de potência e manobras de chaves seccionadoras da subestação. As informações em tempo real serão disponibilizadas por meio das telas sinóticas, apresentando a variação de valores analógicos e digitais. Os dados serão armazenados em um servidor dedicado, possibilitando a consulta através de ferramentas de pesquisa histórica e análise gráfica.

Palavras-chave: Sistema de Supervisão, Centro de Operação, PCHs, ElipseE3.

ABSTRACT

SILVESTRE, Emerson Agner. Supervisory System – Remote Operation Center of Hydroelectric Power Plants. Projeto de Pesquisa – Tecnologia em Eletrotécnica – Modalidade Automação Industrial, UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

This work presents the steps of specification and development of a monitoring system for the central operation of small hydroelectric generation (power plants), belonging to a private agent of the national electricity system, aimed at optimizing power generation by centralizing of its operations. The platform used was the supervisory system ElipseE3, with the property that agent licenses. Through this center you can control the entire sequence starting and stopping of the generating units, make adjustments and maneuvers of power switchgear substation. The information is monitored in real time by means of alarms and events in synoptic screens and stored in the database, enabling the query through historical research tools and graphical analysis.

Palavras-chave: Supervisory System, Center Operation, PCHs, ElipseE3.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - ARQUITETURA EXISTENTE.....	27
FIGURA 2 - ARQUITETURA NÍVEL 2.....	29
FIGURA 3 - ARQUITETURA NÍVEL 3.....	29
FIGURA 4 - ARQUITETURA DETALHADA NIVEL 3	31
FIGURA 5 - PADRÃO DE NAVEGAÇÃO	41
FIGURA 6 - ESTRUTURA DO SERVIDOR DE TELAS.....	45
FIGURA 7 - TELA INICIAL DE ACESSO AO SISTEMA.....	49
FIGURA 8 - LOGIN DO SISTEMA.....	50
FIGURA 9 - FALHA DE LOGIN	50
FIGURA 10 - LAYOUT DO SISTEMA	51
FIGURA 11 - BARRA DE MENU.....	52
FIGURA 12 - MENU PRINCIPAL DE ACESSO.....	52
FIGURA 13 - SUBMENU GERAL.....	52
FIGURA 14 - SUBMENU UNIDADE GERADORA	53
FIGURA 15 - SUBMENU SERVIÇOS AUXILIARES	53
FIGURA 16 - SUBMENU SUBESTAÇÃO	53
FIGURA 17 – ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DA UG2.....	54
FIGURA 18 - TELA GERAL UNIDADES	55
FIGURA 19 – TELA GERAL UNIFILAR SUBESTAÇÃO	56
FIGURA 20 – CONSULTA DE EVENTOS HISTÓRICA.....	57
FIGURA 21 - TELA GERAL GRÁFICOS	58
FIGURA 22 – TELA DE ALARMES.....	59
FIGURA 23 – RECONHECIMENTO DE ALARMES.....	60
FIGURA 24 - TELA UNIDADE CONTROLE	60
FIGURA 25 – SEQUENCIA DE PARTIDA AUTOMÁTICA.....	61
FIGURA 26 - TELA UNIDADE PARTIDA PASSO A PASSO.....	62
FIGURA 27 – SEQUENCIA DE PARADA PASSO A PASSO	63
FIGURA 28 - TELA UNIDADE GERADOR	64
FIGURA 29 - TELA UNIDADE TURBINA	65
FIGURA 30 - TELA UNIDADE MANCAIS.....	66
FIGURA 31 - TELA UNIDADE SISTEMA DE FREIO.....	67
FIGURA 32 - TELA SERVIÇOS AUXILIARES CA E CC.....	68

FIGURA 33 - TELA DO TRANSFORMADOR DA FASE A	69
FIGURA 34 - PROTEÇÕES DO TRANSFORMADOR ELEVADOR	70
FIGURA 35 - PROTEÇÕES DA LINHA DE TRANSMISSÃO	71
FIGURA 36 - TELA DE NÍVEIS TOMADA D'ÁGUA	72
FIGURA 37 - ESTRUTURA DO SERVIDOR DE DADOS.....	73
FIGURA 38 - BIBLIOTECA PONTO ANALÓGICO	74
FIGURA 39 - PONTO DIGITAL.....	75
FIGURA 40 - TELA DE CONFIGURAÇÃO DOS TEMPOS DE GRAVAÇÃO.....	76
FIGURA 41 - CONFIGURAÇÃO DO DRIVER DE COMUNICAÇÃO	77
FIGURA 42 - CONFIGURAÇÃO DRIVER DNP3.....	79

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	24
QUADRO 2 - COMPONENTES DO ELIPSE	33
QUADRO 3 - GRUPOS DE ACESSO	37
QUADRO 4 - TIPOS DE COMANDO	39
QUADRO 5- SIMBOLOGIA	49
QUADRO 6 - PERÍDOS DE ARMAZENAMENTO.....	76
QUADRO 7 - LISTA DE PONTOS	77
QUADRO 8 - PONTOS POR DISPOSITIVO	78
QUADRO 9 - CONFIGURAÇÃO DOS PONTOS DNP3	79

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BD	Banco de Dados
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CLP	Controlador Lógico Programável
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COD	Centro de Operação da Distribuição
COG	Centro de Operação da Geração
COI	Centro de Operação da Instalação
COL	Centro de Operação Local
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação de Sistemas
COT	Centro de Operação da Transmissão
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IHM	Interface Humano Máquina
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
NEMA	<i>National Electrical Manufactures Association</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i>
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SOE	<i>Sequence of Events</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 TEMA	13
1.1.1 Delimitação do Tema	13
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	14
1.3 OBJETIVOS	15
1.3.1 Objetivo Geral	15
1.3.2 Objetivos Específicos	15
1.4 JUSTIFICATIVA	15
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	16
2 REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1 EVOLUÇÃO DA AUTOMAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO	18
2.1.1 Sistemas Convencionais	19
2.1.2 Sistemas Numéricos	19
2.1.3 Sistemas Modernos	20
2.2 CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMAVEIS	20
2.2.1 Histórico e Conceitos	20
2.3 SISTEMAS SCADA (<i>SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION</i>) ..	21
2.3.1 Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE)	22
2.3.2 Elipse Power	23
2.3.3 Protocolos de comunicação do setor elétrico	23
2.4 CENTROS DE OPERAÇÕES	25
3 PROJETO	27
3.1 ESTUDO DA ARQUITETURA	27
3.1.1 Nível Zero	27
3.1.2 Nível Um	28
3.1.3 Nível Dois	28
3.1.4 Nível Tres COG	29
3.2 DEFINIÇÃO DA ARQUITETURA	31
3.2.1 Servidores de Dados	31
3.2.2 Servidores de Telas	32
3.2.3 Estações de Operação	32
3.3 PLATAFORMA DE DESENVOLVIMENTO	32

3.3.1	Componentes do sistema	33
3.3.2	Biblioteca de objetos.....	33
3.3.3	Scripts.....	34
3.3.4	Drivers de Comunicação.....	34
3.3.5	Módulo de Registro em Histórico.....	35
3.3.6	Registro Contínuo em Histórico	35
3.3.7	Módulo de Alarmes e Eventos	35
3.3.8	Segurança do Sistema.....	37
3.3.9	Especificação dos Comandos do Supervisório.....	38
3.3.10	Registro de Comandos Realizados	38
3.3.11	Operação do Sistema	39
3.3.12	Requisito de Telas	40
3.3.13	Consulta Histórica de Alarmes e Eventos.....	42
3.3.14	Consulta Gráfica	43
3.3.15	Geração de Relatórios de Registro de Medidas	43
3.3.16	Geração dos Relatórios de Registro Diário.....	44
3.3.17	Telas a serem desenvolvidas	44
4	DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA	45
4.1	SERVIDOR DE TELAS.....	45
4.1.1	Biblioteca de Objetos Gráficos.....	46
4.1.2	Tela Geral de Acesso ao Sistema	49
4.1.3	Tela de Login	50
4.1.4	Tela Geral da Usina.....	51
4.1.5	Menus Principais	52
4.1.6	Tela Geral Arquitetura.....	54
4.1.7	Tela Geral Unidades.....	55
4.1.8	Tela Geral Unifilar	56
4.1.9	Tela Geral Histórico	57
4.1.10	Tela Geral Gráficos.....	58
4.1.11	Tela Geral Alarmes	59
4.1.12	Reconhecimento de Alarmes.....	59
4.1.13	Tela Unidade Controle	60
4.1.14	Tela Unidade Partida e Parada Automática.....	61
4.1.15	Tela Unidade Partida Passo a Passo	62

4.1.16 Tela Unidade Parada Passo a Passo	63
4.1.17 Tela Unidade Gerador	64
4.1.18 Tela Unidade Turbina	65
4.1.19 Tela Unidade Mancais	66
4.1.20 Tela de Sistema de Freio.....	67
4.1.21 Tela Serviços Auxiliares CA e CC	68
4.1.22 Tela Transformador	69
4.1.23 Tela Proteções da Linha de Transmissão.....	70
4.1.24 Tela Tomada d'água	72
4.2 SERVIDOR DE DADOS.....	73
4.2.1 Biblioteca de Dados.....	74
4.2.2 Banco de Dados	75
4.2.3 Drivers de comunicação	77
4.3 ENSAIOS DE ACEITAÇÃO	80
4.3.1 Comissionamento na Usina	80
4.3.2 Implementação do sistema no COG	81
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	82

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

O Brasil é um país privilegiado no que se refere à disponibilidade de energia renovável, especialmente a energia hidroelétrica. Nos últimos anos, estamos vivenciando um crescente aumento nas concessões de licenças ambientais para construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Diferentemente de uma usina hidrelétrica de grande porte, as PCHs causam menor impacto ambiental e menor custo para construção, não necessitando de grandes reservatórios. Esses empreendimentos são sustentáveis, sendo um grande atrativo para os agentes de operação.

Em virtude desse cenário, as PCHs ganharam forte importância na matriz energética nacional. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) essa fonte de energia corresponde a terceira maior em potência gerada, perdendo apenas para as usinas hidrelétricas e termelétricas.

Com o crescimento desse mercado, surge também a preocupação dos agentes quanto a modernização dos seus sistemas de geração, em obter maior disponibilidade de geração, pois quanto maior for o tempo de geração, maior será o seu lucro.

1.1.1 Delimitação do Tema

A procura por investimentos em automação nos sistemas de geração de energia tornou-se o grande diferencial na concorrência por esse mercado. Empresas buscam a segurança em sistemas automatizados e de maior flexibilidade, propiciando um maior controle sobre o seu sistema, afim de garantir a geração de energia de forma mais segura e planejada. Esses sistemas devem prevêr funcionalidades para as atividades de operação, assim como de suporte às atividades de manutenção. Eles devem atender aos requisitos do processo e gerenciar os recursos necessários.

Os Centros de Operações da Geração (COGs), surgem com o propósito de fornecer meios para otimizar o controle da geração, possibilitando a operação monitorar remotamente as suas usinas, utilizando-se de um sistema de supervisão. Essa plataforma propicia benefícios, pois centraliza a gestão, auxilia a manutenção através das suas ferramentas de análise de dados, tornando-se estratégica e decisiva para tomada de decisão, visando maximizar o aproveitamento e a disponibilidade de geração.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Os Principais problemas encontrados são em projetar uma arquitetura de modo a atender a comunicação com os equipamentos de diferentes fabricantes bem como o desenvolvimento de um padrão de telas para o centro remoto, pois cada usina possui sua característica e particularidade de funcionamento, cabendo ao sistema minimizar essas diferenças para a operação.

Então, como desenvolver um sistema de supervisão e controle que possibilite a comunicação com os dispositivos de fabricantes diferentes, disponibilizando os dados em tempo real de forma padronizada para a operação?

Através de um sistema de supervisão redundante, multi-protocolo e graficamente rico em recursos, acredita-se ser possível efetuar a interoperabilidade com os mais diversos dispositivos de diferentes fabricantes.

Sua interface gráfica deverá ser padronizada de modo a facilitar a operação, objetivando sempre o menor número de passos para se executar uma ação, sendo capaz de fornecer a operação, a possibilidade de supervisionar, controlar e diagnosticar as usinas em tempo real e a geração de relatórios de dados históricos.

O sistema redundante proporcionará maior segurança a operação do COG, sendo capaz de um servidor retaguarda assumir como principal em caso de falha, ou pela própria necessidade de manutenção dos servidores.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver um sistema de supervisão e controle para o centro de operação da geração de energia de um agente privado do sistema elétrico nacional, utilizando uma plataforma *hot-standby* multi-protocolos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Especificar a arquitetura de automação do centro de operação.
- Testar a interoperabilidade de comunicação com os dispositivos envolvidos;
- Desenvolver um padrão de telas para o sistema do centro de operação remoto.
- Comissionar localmente, testando os acionamentos dos dispositivos e a sinalização dos alarmes e eventos do sistema;
- Validar o sistema através do centro de operação remoto, repetindo os testes de comissionamento local.

1.4 JUSTIFICATIVA

Possuir um sistema centralizado de operação, proporcionará obter informações detalhadas de cada usina. A operação será centralizada através de um único sistema, não havendo mais a necessidade de operadores nas usinas locais, mas somente a presença de um mantenedor. O gerenciamento, poderá ser otimizado com as ferramentas de análise de dados, pois elas contribuirão para o planejamento da geração, bem como para as manutenções preventivas e preditivas.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O procedimento metodológico utilizado para pesquisa pode ser classificada em pesquisa aplicada, pois as agências de geração reconhecem o problema ao produzirem menos energia do que poderiam gerar, quando inexistente um sistema de automação que possibilite obter informações consistentes de suas usinas. O desenvolvimento de um sistema de supervisão, permitirá operar todas as usinas de um único local, possibilitando o monitoramento e controle em tempo real e o armazenamento dessas informações em banco de dados, auxiliando no controle da operação e planejamento da geração.

Pesquisa é a construção de conhecimento original de acordo com certas exigências científicas. Para que seu estudo seja considerado científico você deve obedecer aos critérios de coerência, consistência, originalidade e objetivação. É desejável que uma pesquisa científica preencha os seguintes requisitos: "a) a existência de uma pergunta que se deseja responder; b) a elaboração de um conjunto de passos que permitam chegar à resposta; c) a indicação do grau de confiabilidade na resposta obtida" (GOLDEMBERG, 1999).

Para atingir os objetivos dessa pesquisa, é de fundamental importância a estruturação deste trabalho com base numa metodologia de projeto de sistema de controle e supervisão. Esse processo não se trata de controle de manufatura, porém as etapas fundamentadas na metodologia de projeto de sistemas de controle descrita por Miyagi (2001), servirão como embasamento nesse processo. Segundo o autor, deverá conter nesse processo uma clara definição das tarefas delimitando cada etapa do desenvolvimento, bem como a especificação de parâmetros de avaliação de qualidade de cada parte de forma a abranger uma visão geral do sistema de controle e supervisão. Além disso, deverá ser considerada a padronização de recursos e otimização das ferramentas utilizadas para uma avaliação mais precisa dentro dos padrões econômicos esperados.

A partir das orientações de Miyagi (2001), essa pesquisa foi dividida nas seguintes etapas:

Análise das necessidades: Especificar os requisitos técnicos mínimos que deverão ser atendidos no projeto e fornecimento para o sistema digital de supervisão

e controle a ser entregue para o agente em questão, utilizando-se de pesquisa em manuais, livros, *softwares*, *websites*.

Definição das necessidades: Descrever a arquitetura e as funcionalidades do centro de operação remota, apresentando suas principais características de *hardware* e *software*, estrutura de funcionamento e o padrão de telas desenvolvido.

Projeto e desenvolvimento do sistema: Projetar e desenvolver todas as funcionalidades previstas no descritivo funcional, utilizando-se de programação orientada a objetos, obedecendo as particularidades da sintaxe da linguagem de programação, consultando seus manuais e referências de programação.

Testes de aceitação em fábrica e comissionamento: Após o desenvolvimento do sistema de supervisão, serão realizados os testes de supervisão e controle local, bem como no centro de operação remoto. Com o resultado satisfatório desses testes, será possível supervisionar e controlar as usinas remotamente.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 EVOLUÇÃO DA AUTOMAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

Os sistemas de automação elétrica evoluíram muito nos últimos anos. O principal motivo foi o desenvolvimento da tecnologia dos dispositivos eletrônicos, computadores e equipamentos de rede cada vez mais rápidos e com maiores capacidades de processamento e memória a custos mais acessíveis.

Para Mendes (2009, p. 2). Inicialmente os usuários queriam apenas supervisionar e controlar. Em seguida tornou-se necessário o gerenciamento de alarmes e controle avançado. Depois houve a necessidade de documentação da produção e de interface com os sistemas administrativos e gerenciais.

No passado, os sistemas de automação eram baseados em relés eletromecânicos interligados com muitos fios. Antes dos computadores, os operadores observam os instrumentos analógicos e lâmpadas e faziam o controle manualmente, através de chaves e botoeiras. Segundo Mendes (2009, p. 3) com o advento dos microprocessadores, a implementação dos circuitos lógicos tornou-se programável e simples e também mudou a forma de operação, possibilitando o uso de computadores como interface. O Controlador Lógico Programável (CLP) foi um grande avanço para automação industrial, que também se aplicou nas empresas de eletricidade.

Os sistemas de automação elétrica podem ser classificados de acordo com a tecnologia empregada em convencionais, numéricos e modernos. Segundo Queiroz (2010, p.36), a maior mudança com relação aos equipamentos ocorreu na transição dos sistemas convencionais para os numéricos. Dos sistemas numéricos para os modernos as principais mudanças foram na comunicação de dados e conceituais. As Subseções seguintes apresentam as principais características, diferenças e vantagens desses três tipos de sistemas.

2.1.1 Sistemas Convencionais

Os sistemas convencionais são baseados em relés eletromecânicos e dispositivos analógicos. Eles utilizam painéis de controle com chaves mecânicas, botoeiras, instrumentos analógicos, luzes indicativas, etc.

Segundo Mendes (2009, p. 5) , a troca de dados entre os níveis de automação não é completa, restringindo-se aos dados essenciais, e se dá exclusivamente por cabos dedicados. Cada ponto de informação resulta em um cabo de cobre entre o equipamento e o dispositivo de controle ou proteção. Assim, existem muitos cabos e borneiras nos painéis.

Essa tecnologia, apesar de ainda estar em operação de forma satisfatória em várias usinas antigas, está completamente obsoleta. A melhoria da qualidade dos serviços e produtos aumenta a demanda por informações mais precisas e atualizadas dos processos.

Os sistemas convencionais não permitem a troca eficiente de informações. Por outro lado, a tecnologia usada nos sistemas numéricos atende completamente essa necessidade.

2.1.2 Sistemas Numéricos

A aquisição de dados pode ser feita em ambientes complexos e afastados. Os dados são concentrados em um único lugar, facilitando o seu uso para a operação e minimizando os erros humanos. As informações podem ser disponibilizadas através de tabelas e diagramas, em vários formatos e combinadas com outros dados. O uso da Interface Humano Máquina (IHM), proporciona uma interface comum. Assim, a idade dos equipamentos não impede o seu uso seguro.

Os sistemas numéricos com comunicação serial podem fornecer informações relevantes quando as falhas ocorrem, para serem usadas em tempo real na operação. Sensores podem ser incluídos para isso. É possível manter e seguir dados históricos para análise de manutenção. É possível um avanço no uso de probabilidades. Elas podem ser utilizadas para procedimentos de manutenção, usando informações de monitoramento e estatísticas de falhas.

A manutenção pode ser mudada e melhorada. Ela pode ser feita de acordo com a necessidade, ao contrário de se utilizar um cronograma. A contínua monitoração das grandezas do processo permite estimar o melhor momento para intervenção da manutenção, bem como analisar a vida útil dos equipamentos.

2.1.3 Sistemas Modernos

Para Mendes (2010, p.14), com o desenvolvimento da comunicação serial, os usuários sentiram a necessidade de um protocolo comum. Porém, os sistemas de automação elétrica eram baseados em padrões não projetados especificamente para esse fim. A primeira abordagem foi a introdução da família IEC 60870-5. Em seguida, os protocolos e normas evoluíram até a padronização dos dados e modelagem orientada por objetos.

Os sistemas atuais, aqui classificados como modernos, possuem características dos sistemas numéricos, usando *hardware* comum ao invés de equipamentos dedicados por função. Além disso, eles substituem o cabeamento de cobre convencional do nível de processo por uma rede de comunicação de dados. Assim, os sistemas de automação elétrica são totalmente digitais. Isso permite uma nova abordagem da automação, elevando a capacidade de controlar e supervisionar os processos automatizados.

2.2 CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMÁVEIS

2.2.1 Histórico e Conceitos

Devido a grande dificuldade e custo em alterar a lógica de controle de painéis de comando a relé, a cada mudança na sua linha de montagem, em 1968 o engenheiro Richard Morley da empresa americana do ramo automobilístico *General Motors*, especifica um equipamento capaz de contornar essas dificuldades que os circuitos a relés ofereciam, surgindo o primeiro controlador programável.

Os Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) são dispositivos eletrônicos de última geração utilizados em sistemas de automação flexíveis. Permitem o acionamento de cargas ligadas aos seus módulos de saída, através de lógicas das suas entradas de processo.

É um aparelho eletrônico digital que utiliza uma memória programável para armazenar internamente instruções e para implementar funções específicas, tais como lógica, seqüenciamento, temporização, contagem e aritmética, controlando, por meio de módulos de entradas e saídas, vários tipos de máquinas ou processos. (NEMA, 1978)

Desta forma, é possível escrever através de uma linguagem de programação específica, uma rotina capaz de executar o controle de um determinado processo, por meio da aquisição de informações digitais e analógicas, processando as rotinas programadas de acordo com a lógica selecionada, efetuando o controle dos dispositivos do processo.

Segundo a *International Electrotechnical Commission* (IEC), é um sistema eletrônico operado digitalmente, projetado para uso em um ambiente industrial. O controlador programável e seus periféricos associados são projetados para serem facilmente integráveis em um sistema de controle industrial e facilmente usados em todas suas funções previstas.

Desde o seu aparecimento até hoje, muita coisa evoluiu nos controladores lógicos como, por exemplo, a variedade de tipos de entradas e saídas, o aumento da velocidade de processamento, a inclusão de blocos lógicos complexos para tratamento das entradas e de módulos de interface com o usuário.

2.3 SISTEMAS SCADA (*SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION*)

O Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados, também conhecido como sistema *SCADA*, são sistemas que utilizam *softwares* para monitorar e supervisionar variáveis, dispositivos e equipamentos de controle (Relé de Proteção, Unidade de Controle, CLP, UTR, etc.), conectados a ele através de protocolos de comunicação específicos.

Para (Boyer, 2004), a atual e crescente preocupação das concessionárias com a qualidade da energia, pelo monitoramento e controle das suas instalações, fez com que, através dos esforços do setor de engenharia elétrica, sistemas de

supervisão fossem utilizados em grande escala no setor elétrico, tornando-se muito interessante o fato deste sistema oferecer reduções nos custos de tempo de rotina para monitorar operações rotineiras.

A Exibição das informações supervisionadas é realizada através de telas e listas de eventos. Nas telas são exibidos diagramas unifilares, plantas de processos, desenhos de máquinas e equipamentos, dentre outros. As listas de eventos apresentam as ocorrências do sistema, classificando-as segundo sua severidade. Entende-se por evento qualquer ocorrência, variação de estado de uma variável ou informação que seja gerada no sistema de automação de uma planta. Na ocasião da geração de um evento, além do descritivo informativo, ele recebe uma estampa de tempo que traz a informação do instante em que o evento ocorreu.

Além da supervisão e controle em tempo real, o sistema pode também permitir armazenar os dados aquisitados do processo produtivo, integrando essas informações com um sistema de banco de dados históricos, permitindo a geração de relatórios, tais como de planejamentos de manutenções e produção, bem como para a análise de ocorrências.

As aplicações SCADA para área de energia, são semelhantes com as de plantas industriais, muitos recursos são igualmente utilizados e outros adicionados para atender a realidade desse setor. Nesse setor, os sistemas são capazes de adquirir milhares de variáveis de processo por meio da comunicação com os protocolos de energia. Esses são especialmente preparados para atender essa demanda, possuindo funcionalidades específicas para o setor elétrico.

2.3.1 Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE)

O Sistema Aberto para Gerenciamento de Energia (SAGE) contempla uma integração de pesquisa e desenvolvimento, que agrupa um leque de tecnologias computacionais avançadas, constituindo-se em um salto significativo na concepção de sistemas para centros de controle de energia elétrica. Esse produto foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) e foi concebido sob o conceito de sistemas abertos.

Visando atender, em todos os seus requisitos os níveis hierárquicos das empresas do setor elétrico, o SAGE foi concebido para diversas aplicações no processo de automação das empresas: aplicações locais em usinas e subestações, suportadas por arquiteturas de baixo custo, ou aplicações nos níveis hierárquicos superiores, tais como Centros de Operação de Sistemas, suportadas por redes locais heterogêneas compostas por *hardware* de diferentes fabricantes.

O SAGE possui além das funcionalidades de um sistema SCADA, o modelo EMS. Nesse modelo estão presentes as funções de análise de rede responsáveis por monitorar a operação corrente do sistema elétrico, fornecendo ao operador uma estimativa confiável do estado do sistema, informando quanto à ocorrência de condições operativas não desejadas e produzindo estratégias de controle que permitam alterar o ponto de operação para uma condição operativa normal.

2.3.2 Elipse Power

O Elipse Power oferece um ambiente integrado de comunicação, modelagem e análise, constituindo um moderno sistema EMS (*Energy Management System*) e ADMS (*Advanced Distribution Management System*), com aplicação em centros de operação para geração, transmissão, distribuição e grandes plantas industriais. Sua arquitetura integrada permite fácil acesso a todas as informações necessárias para o processo de operação de redes de energia, maximizando a relação custo-benefício, bem como a confiabilidade do sistema. Por meio da aquisição de dados em tempo real, ferramentas de análise, relatórios de gestão e integração com sistemas corporativos, a solução possibilita que ações ligadas à segurança e à eficiência operativa da rede sejam rapidamente identificadas e executadas pelos operadores.

2.3.3 Protocolos de comunicação do setor elétrico

O Setor elétrico mundial utiliza alguns padrões de comunicação e protocolos para integrar seus equipamentos de proteção, controle e monitoramento, garantindo assim uma rede inteligente, interligada e supervisionável.

Protocolo	Descrição
Modbus	Apesar de ser um protocolo nativo do setor industrial, muitos equipamentos do setor elétrico ainda o utilizam para a supervisão das instrumentações do gerador e turbina.
DNP3	O Protocolo de rede distribuído (DNP), foi criado na década de 90 como um padrão aberto que pudesse garantir interoperabilidade entre diversos fabricantes de equipamentos do setor. Ele prima pela comunicação com grandes quantidades de dados e foi baseado nas primeiras especificações da norma IEC 60870-5.
IEC 60870-5	Este padrão foi definido em diversos documentos separados. Define desde do formato básico de comunicação até os métodos de transmissão. Nos documentos 101 e 104 da norma, especifica os protocolos de comunicação serial e <i>ethernet</i> respectivamente. Em comparação com o DNP3, que é mais utilizado nos EUA, o IEC tem maior utilização na Europa.
IEC 61850	O novo padrão da IEC foi desenvolvido para a comunicação entre componentes de subestações e com o SCADA local, procurando uma maior eficiência e interoperabilidade. Ele possui diversas funções a mais que os anteriores padrões, permitindo até identificar o equipamento e seus registradores automaticamente, bem como reportar, enviar alarmes, informar estado sincrofasorial e comunicar diretamente entre sistemas de proteção. Mais complexo, ele requer maior velocidade de transmissão, mas seus benefícios são muitos.

Quadro 1 - Protocolos de comunicação do Setor Elétrico

Fonte: IEC

Em suma, os protocolos de comunicação determinam todas as ações desde a geração de uma mensagem até seu recebimento no destino correto. Ações de segmentação e reagrupamento de mensagens muito grandes, encapsulamentos, controle de conexão e determinação de prioridades são características que também devem ser especificadas pelo protocolo.

A criação de protocolos só foi possível a partir da determinação de um modelo de arquitetura que possibilitasse a comunicação entre máquinas heterogêneas, denominado de interconexão de sistemas abertos (OSI).

2.4 CENTROS DE OPERAÇÕES

Centro de operação é um ambiente provido de um sistema informatizado, dotado de ferramentas que permitam aos seus operadores supervisionar, controlar e interagir com os sistemas e subsistemas hierarquicamente a ele subordinado.

Para Queiroz (2010, p. 8), um centro de operação de um sistema elétrico, como tal ,deve ser capaz de fornecer meios para que seu operador possa controlar as instalações elétricas (usinas, subestações, equipamentos e regiões de controle), mantendo a economicidade e segurança, garantindo desta forma a continuidade no fornecimento de energia. Eles são organizados de forma hierárquica e classificados de acordo com sua abrangência de operação. Os centros de menor abrangência recebem o nome de centro de operação da instalação ou local (COI ou COL) e se reportam aos centros de maior abrangência, tais como os centros da transmissão, geração ou distribuição (COT, COG e COD), que por sua vez se reportam aos centros regionais e de sistema (COR e COS).

Diante da necessidade das empresas em obter dados e informações de seus processos produtivos, houve uma grande evolução nos *softwares* para desenvolvimento de sistemas supervisórios, fornecendo aos programadores, ferramentas mais dinâmicas e flexíveis, capazes de atender cada vez mais as necessidades das empresas. Os sistemas passaram a permitir maior integração com os equipamentos dos mais diversos fabricantes, não ficando mais restrito aos protocolos dedicados. Com esse avanço, os sistemas de automação, aliado aos sistemas de telecomunicações, foram decisivos para o surgimento dos centros de operação.

A configuração desses cenário, em que um sistema centralizado recebe informações de diversos sistemas locais e é capaz de exercer sobre eles requisições pré-estabelecidas, traz grandes benefícios para o processo produtivo, tornando possível a gestão centralizada desses recursos, otimizando dessa forma a utilização de fatores de produção diretos e indiretos. (QUEIROZ, 2010, p. 9).

O Processo de gestão, conforme descrito por Moraes (2004, p. 44), engloba atividades de planejamento, organização, direção, distribuição e controle de recursos de qualquer natureza, visando à racionalização e à efetividade de determinado sistema, produto ou serviço. A aplicação desse conceito à operação do setor elétrico justifica os investimentos em tecnologia da informação e em ferramentas de gerenciamento de energia. O investimento em estrutura é uma decisão estratégica, para a realidade específica do centro de operação, influência diretamente no processo de tomada de decisão dos operadores em tempo real.

3 PROJETO

3.1 ESTUDO DA ARQUITETURA

A arquitetura do sistema existente de supervisão, é dividida em três níveis funcionais segundo as definições do agente.

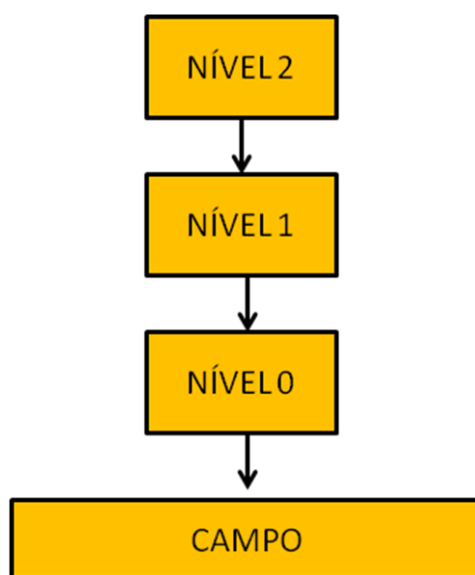


Figura 1 - Arquitetura Existente
Fonte: Autoria própria

3.1.1 Nível Zero

Corresponde ao nível dos comandos e controle dos equipamentos de campo, tais como bombas, disjuntores, seccionadoras, reguladores de tensão e de velocidade, entre outros, localizados próximos a esses ou nos próprios equipamentos.

O nível zero é diretamente ligado ao nível um em modo convencional e também via rede de comunicação *ethernet* ou serial, a fim de possibilitar a aquisição das grandezas ligadas diretamente ao nível um através do modo convencional. A comunicação dos controladores do nível um com os reguladores de velocidade e tensão do nível zero deverão ser efetivadas via rede *ethernet*.

3.1.2 Nível Um

Corresponde aos subsistemas locais de aquisição de dados e controle. Exceto onde indicado de outro modo, os equipamentos do nível um do SDSC, quais sejam, as unidades de aquisição de dados e controle (UACs) formam subsistemas funcionalmente autônomos e independentes entre si e dos níveis superiores, no que se refere a execução das funções básicas de controle e supervisão necessárias à correta e segura operação dos equipamentos associados, mesmo com a perda total de comunicação com o restante do SDSC.

Nesse nível, os controladores lógicos programáveis (CLPs), executam funções de aquisição e processamento de dados de cada uma das partes integrantes do subsistema, tais como, as sequências manuais e automáticas de partidas das unidades geradoras, aquisição dos estados dos equipamentos da subestação, sinais analógicos das instrumentações das turbinas e geradores. A operação é realizada através de Interfaces humano máquina (IHMs), disponível em cada subsistema dos painéis de controle.

3.1.3 Nível Dois

Neste nível é realizada a operação chamada de operação local, ou seja, na sala de controle da usina. Através desta estação de operação é permitido tanto o acompanhamento do funcionamento global da usina, como as interações que se façam necessárias, tais quais: Parada e Partida de Máquina, sendo ela de modo automático ou passo a passo, controle dos disjuntores e seccionadoras, ajustes de parâmetros do sistema e outras atuações que estejam previstas para a operação integral da usina.

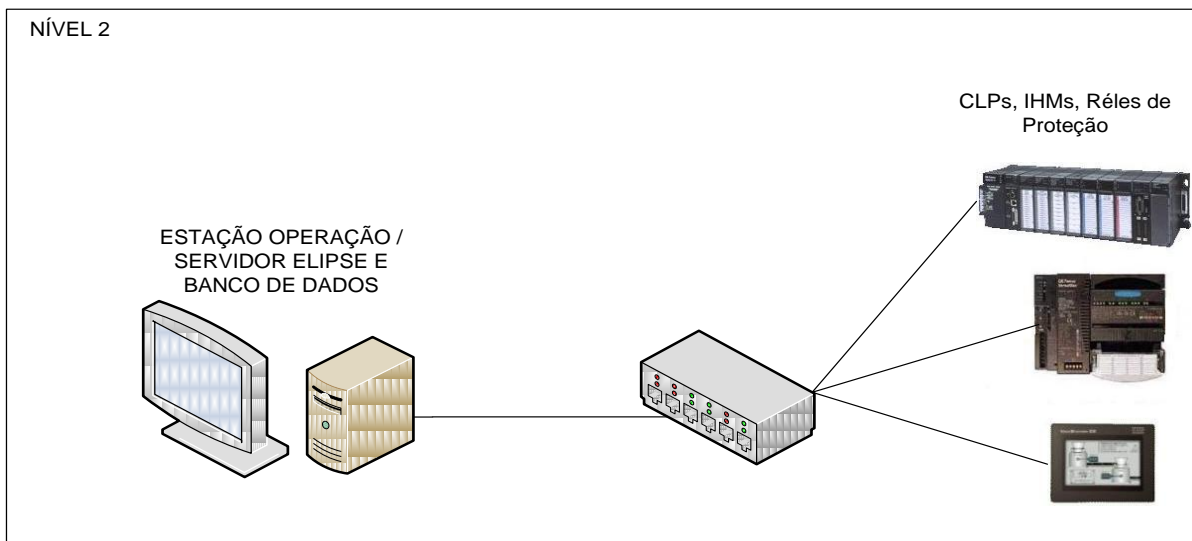


Figura 2 - Arquitetura Nível 2
Fonte: Autoria própria

Esse nível corresponde às funções centralizadas de supervisão e controle da usina. O conjunto de equipamentos computacionais é totalmente interconectado às unidades de aquisição e controle, através de uma rede digital de comunicação de alta velocidade, com suporte físico em fibra óptica.

3.1.4 Nível Tres COG

Esse nível interage diretamente com o nível 1 das usinas.

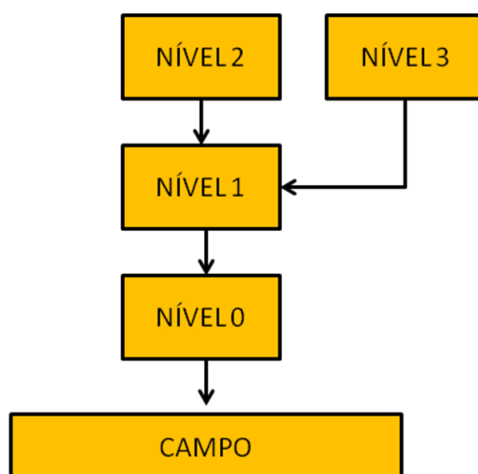


Figura 3 - Arquitetura Nível 3
Fonte: Autoria própria

Após o estudo da arquitetura existente, o nível três foi especificado, de modo a atender as necessidades do agente, conforme as funcionalidades que um centro de operação da geração deve oferecer.

Assim como na operação local, no nível de operação remota é permitido, tanto o acompanhamento do funcionamento global das usinas como as interações que se façam necessárias. A partida e parada das unidades geradoras, sendo ela de modo automático ou passo a passo, comando em disjuntores e seccionadoras, envio de comandos analógicos e outras atuações que estejam previstas para a operação integral da usina. Esse nível interage diretamente com o nível inferior, por ser o centro de operação, esse nível tem prioridade sobre os demais. Toda e qualquer operação ou qualquer intervenção que seja necessária, vai partir exclusivamente do centro de operação.

Nesse nível ainda é possível que informações de diversas usinas sejam cruzadas através de gráficos de tendência, consultas por tabelas, informações gerais das usinas, entretanto esse tipo de funcionalidade fica restrita ao centro de operação, não sendo repassada ao nível de operação local.

3.2 DEFINIÇÃO DA ARQUITETURA

A Arquitetura do centro de operação da geração foi definida de modo a garantir que o sistema seja o mais confiável e estável possível.

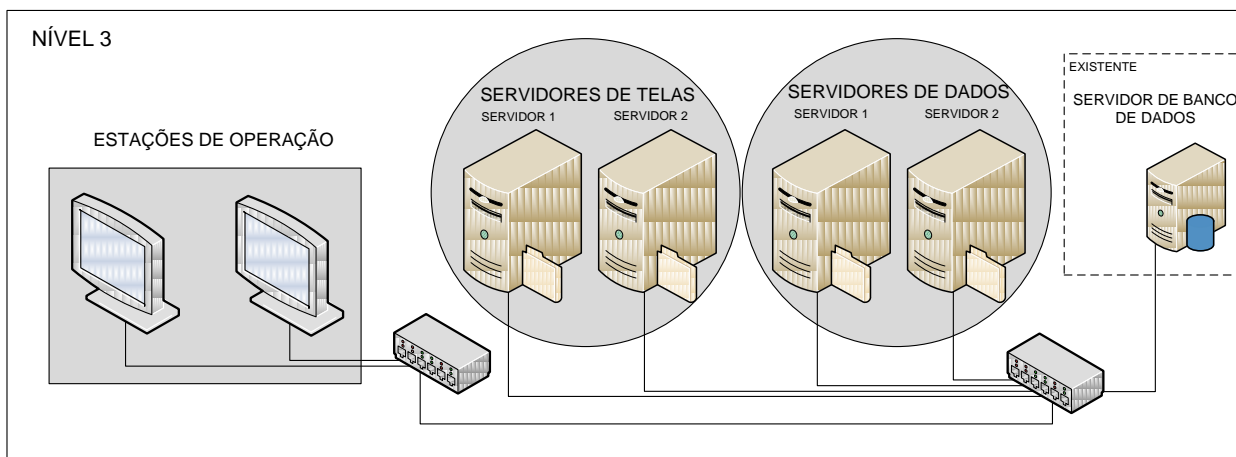


Figura 4 - Arquitetura Detalhada Nível 3
Fonte: Autoria própria

O sistema de supervisão opera no modelo *Hot-Standby* sendo que uma máquina estará sempre operando como principal e a outra como retaguarda. Caso ocorra algum problema com o servidor principal o servidor backup assume a operação do sistema.

A ideia inicial foi em utilizar um único servidor redundante, comportando todo o processamento de cálculos e interface gráfica. Visando a otimização do processamento dos servidores, optou-se pela fragmentação dos servidores de acordo com as funcionalidades a serem implementadas, possibilitando dessa forma a melhor distribuição em dois servidores redundantes.

3.2.1 Servidores de Dados

Os Servidores de dados são responsáveis pelo armazenamento e processamento dos drivers de comunicação provenientes das usinas, configurações de armazenamento de dados, alarmes e eventos. Por conseguinte, possuirá um grande volume de processamento, pois estará recebendo instantaneamente as informações dos mais diversos dispositivos remotos. Ao receber esses dados, as

configurações programadas nesses servidores, determinarão o destino de cada informação recebida. Essa informação é tratada de forma a atender às mais diversas necessidades.

3.2.2 Servidores de Telas

Os Servidores de telas são responsáveis pelo armazenamento dos Objetos Gráficos e de Imagens que compõem as telas do sistema supervisor. Cada usina possuirá um projeto dentro desse servidor contendo todas as telas, conforme a aplicação local. Como já foi explanado, esse terá a função de armazenar os objetos gráficos das telas, portanto a sua demanda de processamento será menor que a do servidor de dados, porém a sua capacidade de armazenamento deverá ser maior. As instâncias dos objetos de telas deverão ser acessadas diretamente no servidor de dados.

3.2.3 Estações de Operação

Essas estações são o resultado do acesso direto ao servidor de telas, através do visualizador do sistema de supervisão. As estações de operações, são as principais interfaces gráficas com as usinas do sistema, através delas a operação pode ter acesso a todo o sistema, possibilitando o envio de comandos e supervisão dos equipamentos remotos. As estações não funcionam de forma redundante como os servidores de aplicação, pois não representam riscos significativos de falha que possam afetar a operação do sistema.

3.3 PLATAFORMA DE DESENVOLVIMENTO

O Sistema do Centro de Operação da Geração será o SCADA ElipseE3. Ele foi escolhido por atender todas as necessidades de projeto. Trata-se de um sistema totalmente voltado à operação em rede e aplicações distribuídas, ele oferece um avançado modelo de objetos e uma poderosa interface gráfica além de uma

arquitetura que permite o desenvolvimento de aplicações e a conectividade com dispositivos e outros aplicativos. As ferramentas de edição facilitam o desenvolvimento por meio do uso de bibliotecas, facilitando a replicação de um padrão estabelecido. O elipseE3 adota o conceito de domínio de aplicação, que é o nome dado a um conjunto de aplicativos que podem ser executados no servidor. O uso do domínio facilita a localização dos dados no servidor, além de permitir a criação de unidades redundantes no caso de falha de algum componente, projeto ou domínio inteiro.

3.3.1 Componentes do sistema

Componentes	Descrição
E3server	É o programa principal dos servidores de aplicação, onde são processadas as comunicações e gerenciados os processos de execução do programa, permitindo o envio de informações aos clientes de dados, principalmente aos viewers de operação.
E3viewer	É o ambiente com a interface de execução dos aplicativos gerados pelo E3studio. Opera como a interface gráfica do usuário com o processo, permitindo navegação pela aplicação e visualização dos dados do E3Server. Podem ser executados vários viewers simultâneos.
E3studio	É a ferramenta de configuração do sistema, servindo como plataforma universal de desenvolvimento. Possui um editor gráfico completo para a criação da interface com o usuário e um editor de programação orientado a objetos.

Quadro 2 - Componentes do Elipse
Fonte: Aatoria própria

3.3.2 Biblioteca de objetos

O ElipseE3 possui um sistema de bibliotecas chamado elipseX que permite criar objetos gráficos compostos de primitivas de desenho do editor gráfico do elipse,

objetos `activex` ou outros `elipseX`, bem como objetos de dados, compostos de qualquer tipo de variáveis, cálculos, tags de comunicação, definições de alarmes, históricos e outras funções. Desta forma, uma aplicação inteira pode ser construída em uma biblioteca e ser reutilizada inúmeras vezes dentro da aplicação.

Além disso, qualquer modificação feita em uma biblioteca é automaticamente refletida em todas as cópias ou instâncias que estejam sendo utilizadas no aplicativo, o que significa que os `elipseX` podem ser modificados quantas vezes forem necessárias, não causando retrabalhos ou reconfigurações no projeto.

Também podem ser utilizados scripts livremente dentro dos `elipseX`, dando maior poder aos componentes desenvolvidos, evitando a repetição de scripts dentro da aplicação.

3.3.3 Scripts

O `elipse` oferece uma poderosa ferramenta de scripts em padrão visual basic Scripting (VBS). Incorpora o uso de recursos normalmente encontrados nas linguagens de programação visuais (fonte modificável e cores diferentes para palavras chave) e permite o uso de funções e rotinas definidas pelo usuário com parâmetros e valor de retorno. Pode-se ainda criar novos objetos através de *scripts*, definir tipos de dados e utilizar *breakpoints* para depuração. As sub-rotinas podem ser reaproveitadas evitando redundância de código e permitindo uma completa customização e automação de sua aplicação. O VBS também é interpretado pelos *browsers* de Internet, o que significa que qualquer *script* desenvolvido para sua aplicação será executado via Internet, no seu navegador.

3.3.4 Drivers de Comunicação

Comunicação com mais de 200 tipos de equipamentos e sistemas, criando um elo entre tecnologias distintas. Possui referência direta aos servidores, sendo cliente e servidor de dados. A ferramenta permite que o usuário utilize tipos próprios de estruturas e funções.

3.3.5 Módulo de Registro em Histórico

O módulo de registro em histórico será configurado para o armazenamento dos valores definidos na base de dados de tempo real, para o registro histórico. Durante o desenvolvimento do sistema, deve ser elaborado um documento contendo a lista de grupos de informações para registros históricos contendo a especificação de tempo de gravação e armazenamento para cada grupo.

3.3.6 Registro Contínuo em Histórico

No registro contínuo em histórico, as informações deverão ser armazenadas periodicamente com intervalos de armazenamento mais reduzidos. Deve ser utilizado o módulo e3storage de gravação dos dados históricos para o armazenamento das medições analógicas existentes no sistema devido ao seu grande poder de compactação dos dados.

3.3.7 Módulo de Alarmes e Eventos

O módulo de alarmes e eventos deverá ser configurado de acordo com os padrões definidos a seguir. A configuração será orientada pelas características definidas na especificação do sistema e de acordo com as funcionalidades oferecidas pelo sistema de supervisão elipse3:

A condição de alarme e evento será caracterizada pelas seguintes situações:

- Entrada digital no estado de alarme;
- Processamento de medições analógicas ou digitais além dos limites estabelecidos;
- Mudança de estado de sinais digitais.

Na configuração dos alarmes deve ser considerada a condição que habilita ou não a verificação deste alarme pelo sistema de supervisão, ou seja, haverá situações em que determinado estado é considerado alarme e em outro não é considerado, por exemplo:

- Falta de fluxo de óleo no mancal e bomba desligada: situação normal;
- Falta de fluxo de óleo no mancal e bomba ligada: sinalizar alarme de fluxo baixo de óleo.

Dessa forma na elaboração da lista de alarmes deve ser analisada a condição que habilita a verificação de alarme para cada um dos pontos de sinalização de estado ou de medição de grandezas do sistema.

Durante o desenvolvimento do sistema, deve ser elaborado um documento contendo a lista de alarmes e eventos para análise e aprovação pelo agente.

Quando da ocorrência de um alarme os seguintes processamentos devem ser configurados:

- Apresentação em tela da existência de alarmes não reconhecidos, através de símbolos gráficos;
- Emissão de mensagem descritiva do alarme, em uma tela específica para visualização de alarmes.

Após o reconhecimento ou desaparecimento do alarme:

- Apresentação em tela da existência de alarmes reconhecidos, através de símbolos gráficos;
- Emissão de mensagem descritiva da normalização do alarme, em uma tela específica para visualização de alarmes.

Os alarmes reconhecidos que voltarem à sua condição normal de operação serão retirados das telas de alarmes. A cada novo alarme será acionado um alarme sonoro. O alarme sonoro cessará assim que o alarme for reconhecido pelo operador.

O reconhecimento dos alarmes será feito individualmente através de um clique com o botão direito do mouse sobre o alarme selecionado. Com isso o operador terá que analisar todos os alarmes existentes no sistema, deixando a operação mais segura.

3.3.8 Segurança do Sistema

O controle de acesso ao SDSC será baseado na existência de usuários cadastrados e senhas de acesso. Os usuários serão organizados nos seguintes grupos:

Grupos	Descrição
Operadores	Usuários que podem efetuar comandos, reconhecer alarmes e efetuar troca de senha. No entanto, não podem cadastrar outros usuários e não possuem privilégio para sair do sistema.
Administradores	Usuários que podem cadastrar outros usuários e possuem privilégio para sair o sistema. No entanto, não podem efetuar comandos e reconhecer alarmes.
Observadores	Usuários que não podem efetuar comandos, reconhecer alarmes, cadastrar outros usuários e não possuem privilégio para sair do sistema.

Quadro 3 - Grupos de Acesso

Fonte: Autorial própria

A verificação de permissão de comandos é efetuada segundo propriedades do grupo do usuário. Todos os usuários podem acessar todas as telas do sistema.

Para comandos, reconhecimento de alarmes e demais intervenções no SDSC disponibilizados ao usuário, o sistema efetua a verificação do grupo do usuário corrente. E a operação somente será executada se o grupo do usuário possuir permissão para efetuar a operação.

O sistema disponibilizará as opções de alteração de senha para todos os usuários e a opção de cadastro de usuários somente para os administradores.

3.3.9 Especificação dos Comandos do Supervisório

Os comandos do sistema serão criados para proporcionar a operabilidade e segurança nas tarefas de controle das PCHs. Basicamente a função de um comando é executar a ação ao qual o mesmo foi programado, contudo, para isso existem diversos fatores preponderantes. Os níveis de intertravamento locais e remotos, o intertravamento de ações e condição de retorno.

3.3.10 Registro de Comandos Realizados

Todos os comandos referentes à operação da PCH deverão ser armazenados no banco de dados através dos eventos. Os tipos de comandos que existirão no sistema são:

Comandos	Descrição
Analógicos	Esse tipo de comando é utilizado para o envio e configuração de valores e/ou parâmetros para o CLP. Obrigatoriamente todo comando deste tipo possui intertravamento de segurança, ou seja, o valor digitado tem obrigatoriamente de estar em uma faixa determinada pelo desenvolvedor.
Digitais	Serão compostos pelos comandos de ações simples, comandos de ações intertravadas e comandos de emergência. Todos estes comandos são do tipo digital. Podem ou não solicitar intertravamentos para que o mesmo seja efetuado de forma correta. Estes comandos podem ser representados tanto por um botão na tela identificando sua operabilidade ou em forma de uma figura, objeto, como por exemplo, uma seccionadora ou disjuntor.
Ações Simples	Este tipo de comando será acionado para o controle de ações que não geram impactos, serão comandos básicos e elementares do sistema, como por exemplo, comandos de chamadas de tela, comando de calar alarme, comandos de seleção de datas históricas. Estes comandos de ações simples por sua vez não

	geram ou intertravam condições operativas, vindo estes a causar quaisquer eventuais riscos ou danos a funcionalidade do sistema.
Ações Intertravadas	Este será basicamente todo comando operativo do sistema, ou seja, toda operação que necessite de um padrão de intertravamento é dado o nome de comando de ação intertravada. Seu uso poderá ocasionar eventos não planejados caso o mesmo seja efetuado por pessoal não habilitado para realizar determinada função.
Emergência	Este tipo de comando, basicamente resumirá a sua utilização para parada de máquina e eventos como seu próprio nome diz de emergência. Esse tipo de comando não utilizará de nenhum tipo de intertravamento e do mesmo modo que o comando de ação intertravada sua utilização por pessoal não habilitado pode gerar eventos não planejados, como por exemplo, uma parada de máquina com rejeição de carga, fechamento da comporta da tomada d água, dentre outros. Sua cor predominante é vermelha justamente a qual indica a operação que o mesmo necessita de atenção quando tratar-se deste comando.

Quadro 4 - Tipos de Comando

Fonte: Autoria própria

3.3.11 Operação do Sistema

O SDSC será composto de telas gráficas que possibilitem a interface entre o operador e os equipamentos supervisionados e controlados. As telas apresentarão as medidas coletadas em tempo real, históricas e estatísticas dos equipamentos de campo. As telas poderão ser de supervisão e controle, alarmes, gráficos históricos, real e relatórios.

Ao ligar os servidores, o sistema deverá automaticamente iniciar, ficando disponível para serem acessados pelas estações de visualização distribuídas pelas usinas.

A comunicação com os CLPs serão realizadas através dos drivers de comunicação Modbus, DNP3.0 e IEC104.

O driver de comunicação atualizará a base de dados em tempo real, segundo uma taxa de varredura configurável. Juntamente com os valores lidos, o driver de comunicação informa o estado da informação, denominado como qualidade. O driver de comunicação faz ainda a aquisição e registro em banco de dados do *buffer* de eventos de cada CLP do sistema.

Na configuração do *driver* de comunicação são inseridas as conversões de escalas para as leituras de valores analógicos. Para tanto deverão ser definidas as faixas limites e unidades de engenharia de cada variável.

Os dados aqusitados pelo driver serão enviadas a um servidor de dados. O servidor de dados processa o dado e disponibilizará a informação para o restante da aplicação. A função principal do servidor de dados é oferecer uma possibilidade de sinalização na informação do campo por parte do operador, entre as quais:

- Indicação de falha de comunicação, ou seja, o estado ou valor não confiável. O objeto de dados identifica a condição da informação a partir de um atributo oferecido pelo driver de comunicação, e então gerado uma sinalização binária de ocorrência de falha.
- Sobrescrita do valor, ou seja, o valor aqusitado é trocado por um estado ou valor arbitrado pelo operador. O objeto de dados possui uma propriedade que determina a entrada do valor para sobrescrever e outra propriedade que determina se a informação é sobrescrita ou não.
- Inibição de alarme para o estado ou valor que o ponto venha a assumir. O objeto de dados possui uma propriedade na qual é informado se a fonte de alarme configurada para a informação está habilitada ou não a verificar a condição de alarme.

3.3.12 Requisito de Telas

As telas de operação em tempo real do sistema serão desenvolvidas por elementos gráficos disponibilizados pelo elipse3 em seu editor de telas e na

biblioteca de símbolos. Adicionalmente foram criados elementos gráficos para desempenhar funções específicas.

As telas sinóticas contem figuras que representam melhor o processo tais como do gerador, turbina, transformador da unidade geradora e topologia. Os elementos gráficos das telas contem interfaces para intervenção com o processo ou funções no sistema. Essas interfaces deverão ser baseadas em elementos do próprio sistema operacional, tais como menus, caixas de mensagens e caixas de entradas de dados. As telas do SDSC serão organizadas em um quadro dividido em cinco áreas, representada na fig. 5.

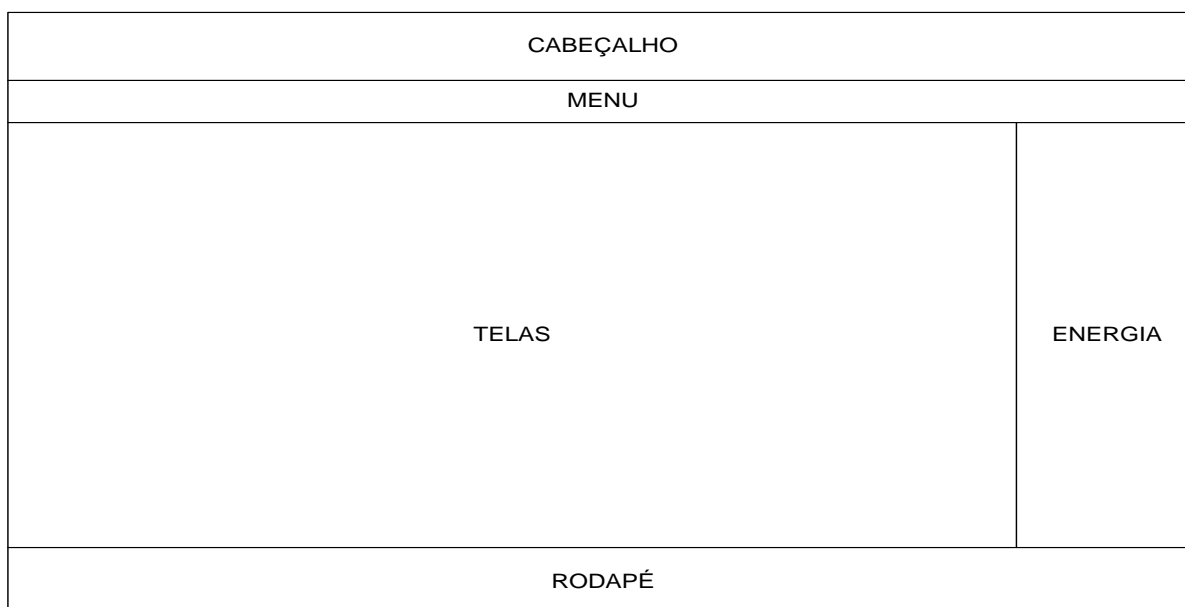


Figura 5 - Padrão de Navegação
Fonte: Autoria própria

O cabeçalho mostrará uma identificação do sistema e logotipos das empresas. O cabeçalho ainda mostrará a data e hora do sistema e o nome do usuário corrente logado na estação.

O menu mostrará uma tela de menu principal que irá chamar as telas dos menus de cada área da usina que realizará a navegação do sistema.

O rodapé mostrará um conjunto de botões com acesso às telas de alarmes. Estes botões terão uma animação em função da presença de alarme ativo na área que o mesmo representa.

O quadro de energia, mostrará os valores totais de energia gerada, energia gerada por unidade e os principais estados de cada unidade

A seção telas é a área principal do sistema, será responsável por mostrar as telas chamadas pelos botões presentes nos menus e no rodapé.

3.3.13 Consulta Histórica de Alarmes e Eventos

Os registros históricos de alarmes e eventos deverão ser visualizados a partir de uma tela específica definida no sistema. O acesso para essa tela será a partir da tela de acesso a informações de pós-operação.

Essa tela irá dispor de botões para seleção de dados de alarmes e eventos, ou ainda a visualização de todos ao mesmo tempo.

Os dados que serão apresentados na tela são correspondentes a solicitação da data de início e fim realizada pelo operador, onde os mesmos poderão ser visualizados, exportados e impressos.

É importante lembrar que o histórico dos dados estará diretamente ligado ao tempo de armazenamento no banco de dados. Uma vez que o período solicitado na consulta for superior ao período de gravação, o sistema retornará uma informação relatando que não existem dados pertencentes ao período pesquisado.

Para a visualização dos alarmes e eventos deverão ser utilizados os seguintes filtros durante a consulta:

- Área;
- Período;
- Tipo;

A tela de visualização do histórico de alarmes e eventos deve possuir a opção de impressão e exportação da pesquisa. Devem ser disponibilizados dois formatos de exportação, já previamente configurados e tabulados.

3.3.14 Consulta Gráfica

A tela de gráfico histórico deverá possibilitar ao operador realizar consultas no banco de dados das medidas selecionadas no intervalo de data solicitado e deve trazer como resultado curvas para análise de ocorrências e do setor de manutenção.

Esta tela deverá apresentar um gráfico histórico, seleção de intervalo de data e opções de comando para impressão e exportação dos valores. Para realizar a consulta deve ser possível adicionar as penas desejadas para cada tipo de medida registrada no sistema, para tanto deverão ser disponibilizadas as seguintes opções para o operador:

- Selecionar a área da usina;
- Selecionar grupo de tendências;
- Selecionar as penas a adicionar.

A tela de interface de gráfico histórico deverá possibilitar ao operador adicionar até oito penas. Após finalizar o processo de seleção, a tela de interface do gráfico histórico deverá permitir ao operador selecionar o intervalo de data desejado e atualizar para iniciar o processo de consulta ao banco de dados. Ao término deste processo a curva histórica deve ser plotada no gráfico. O sistema deve ainda possibilitar ao operador imprimir ou exportar o gráfico plotado.

3.3.15 Geração de Relatórios de Registro de Medidas

Os relatórios serão componentes internos específicos do elipseE3, os quais permitirão a visualização e impressão das variáveis do sistema armazenados em banco de dados. O sistema deverá possibilitar a impressão no formato texto como em formato gráfico, sendo este último feito através de objetos de tendências históricas.

O sistema deverá ser composto por relatórios de grandezas analógicas elétricas, temperatura, dentre outras. Os relatórios a serem oferecidos pelo sistema deverão ser os seguintes:

- Medidas elétricas das unidades geradoras;
- Medidas elétricas da subestação;
- Medidas elétricas dos serviços auxiliares;
- Medidas hidrológicas;
- Medidas de temperatura das unidades geradoras;
- Medidas de temperatura da subestação;
- Medidas de temperatura dos serviços auxiliares.

Todos os relatórios deverão ser confeccionados no padrão de chamada de tempo, ou seja, o operador poderá optar por inserir uma data inicial e final, limitadas ao tempo determinado no armazenamento dos dados. Nessa mesma tela, deve ser disponibilizado ao operador a funcionalidade de exportação do relatório além da opção de impressão.

3.3.16 Geração dos Relatórios de Registro Diário

O Relatório deverá ser emitido com base diária da PCH. Todos os dados deverão ser consolidados em uma única consulta. As Informações disponíveis no supervisão que deverão compor o relatório serão adquiridas com a integração dos relés de proteção para energia bruta e com os medidores de energia, para energia líquida.

3.3.17 Telas a serem desenvolvidas

O sistema de supervisão das PCHs, prevê como base as seguintes telas como interface para a operação: Telas gerais do sistema, Arquitetura, Unifilar geral, Gráfico histórico, Tela de alarmes e eventos, Tela de acesso com controle de senha, Água de resfriamento, Ar comprimido, Subestação, Curvas de tendências, Serviços auxiliares, Barragem, Telas unidade geradora, Turbina, Gerador, Controle da unidade, Partida, Parada, Proteções, Drenagem.

4 DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA

4.1 SERVIDOR DE TELAS

A aplicação do centro remoto será estruturada seguindo os padrões de modularidade definidos no projeto, com o objetivo flexibilizar as integrações, implementações e manutenções no sistema supervisorio, oferecendo o mínimo de impacto sobre a operação.

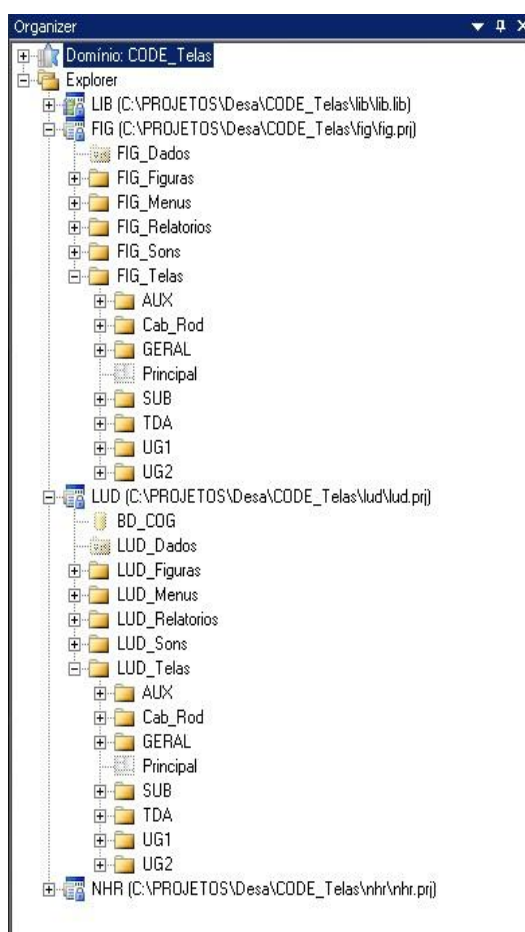










Figura 6 - Estrutura do Servidor de Telas
Fonte: Autoria própria

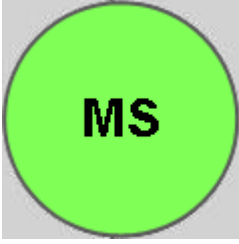









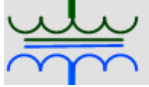

A Fig.6 mostra a estrutura de pastas do servidor de telas, adotando um sufixo para o nome das usinas (FIG, LUD, NHR), seguido de subníveis para organização dos objetos agrupados por função. Cada usina esta inserida em forma de um projeto independente, porém todas pertencentes a um mesmo domínio. Essa estrutura possibilita a manutenção do sistema de uma usina sem a interferência nas demais.

O aplicativo foi desenvolvido em telas que possibilitam individualmente, fornecer ao operador todas as informações relevantes sobre um determinado equipamento ou sistema. O detalhamento sobre cada sistema, podem ser acessados pelas telas específicas dos equipamentos dos sistemas.





4.1.1 Biblioteca de Objetos Gráficos

Cada tela é composta por elementos gráficos que auxiliam à operação na supervisão dos estados dos equipamentos de campo. Devido ao grande número de sistemas semelhantes entre as usinas, foi desenvolvida uma simbologia padrão para o sistema do COG, utilizando a ferramenta de bibliotecas do elipseE3.

	Representação de uma condição não satisfeita
	Representação de uma condição satisfeita
	Representação de uma condição em alarme
	Representa um passo das Seqüências de Partida ou Parada - indica uma condição não satisfeita
	Representa um passo das Seqüências de Partida ou Parada - indica uma condição satisfeita
	Representa uma seqüência - indica uma seqüência não ativa
	Representa uma seqüência - indica uma seqüência ativa
	Representa um estado estável não atuado.

	<p>Representa um estado estável atuado.</p>
	<p>Indica o valor da variável, seguida da unidade de engenharia</p>
	<p>Indica que existe falha na leitura da variável</p>
	<p>Representa uma chamada de tela.</p>
	<p>Indica operação em modo local sendo realizada pela IHM.</p>
	<p>Indica operação em modo remoto sendo realizada pelo COG.</p>
	<p>Indica operação de partida e parada em modo passo a passo.</p>
	<p>Indica operação de partida e parada em modo automático.</p>
	<p>Identificação da unidade geradora não sincronizada.</p>
	<p>Identificação da unidade geradora sincronizada.</p>
	<p>Identificação do trafo elevador.</p>
	<p>Identificação de seccionadora no estado aberta.</p>

	Identificação de seccionadora no estado fechada.
	Identificação de seccionadora sem posição definida, ou seja, não está aberta e nem fechada.
	Identificação de disjuntor aberto.
	Identificação de disjuntor fechado.
	Identificação do disjuntor sem posição definida, ou seja, não está aberto e nem fechado.
	Identificação do disjuntor em estado indisponível.
	Identificação de disjuntor não inserido.
	Identificação de bomba ligada.
	Identificação de bomba desligada
	Sapata aplicada
	Sapata desaplicada
	Lonas desgastadas
	Trava aplicada

	Trava desaplicada
	Trava em falha
	Intertravamento liberado
	Intertravamento bloqueado

Quadro 5- Simbologia
Fonte: Aatoria própria

4.1.2 Tela Geral de Acesso ao Sistema



Figura 7 - Tela Inicial de Acesso ao Sistema
Fonte: Aatoria própria

Ao iniciar o sistema de supervisão, o operador poderá escolher em qual usina deseja operar. No centro de operações, foram especificados dois visualizadores para cada usina, ou seja, a supervisão é realizada por meio de seis monitores de alta resolução, possibilitando a supervisão em tempo real das três usinas.

4.1.3 Tela de Login

Nessa tela o operador deverá entrar com o nome do usuário e senha.

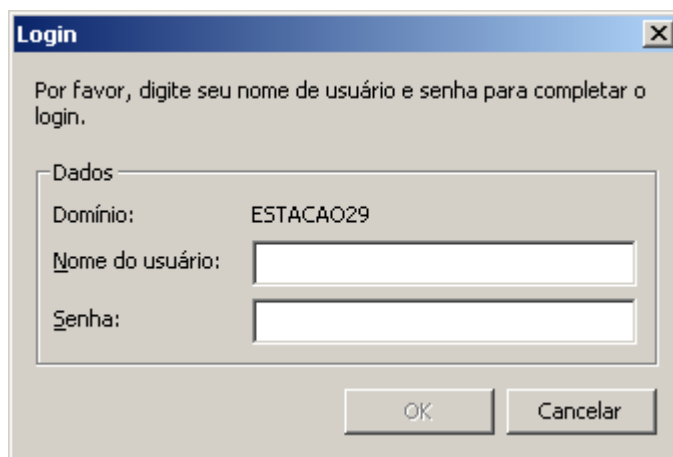


Figura 8 - Login do Sistema
Fonte: Autoria própria

A tela de falha de login aparecerá após a terceira vez em que a senha ou usuário forem incorretamente informados.

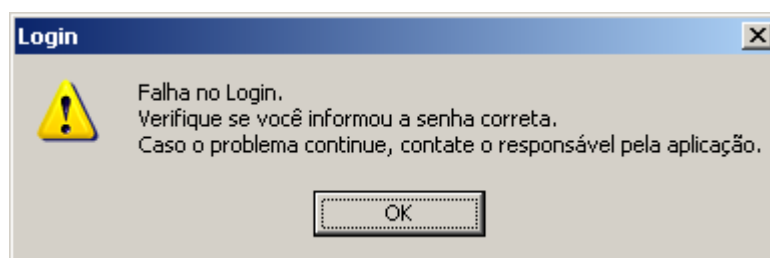


Figura 9 - Falha de Login
Fonte: Autoria própria

4.1.4 Tela Geral da Usina

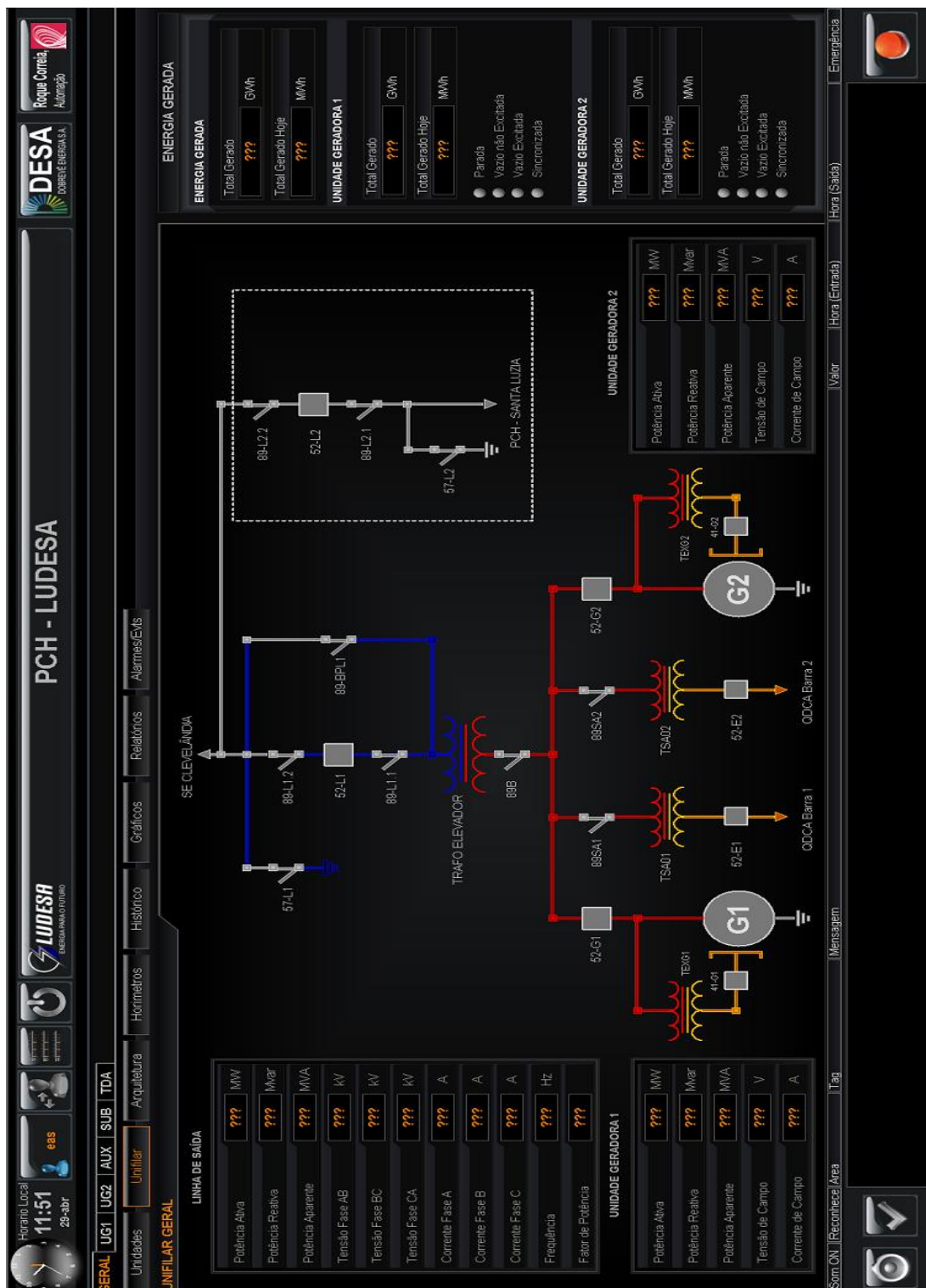


Figura 10 - Layout do Sistema
Fonte: Autoria própria

4.1.5 Menus Principais

A Barra de Menus se encontra na parte superior da tela, estando sempre visível. Essa estrutura tem como objetivo facilitar e agilizar a navegação através das telas do sistema. Para tanto são utilizadas abas, identificadas com as áreas correspondentes da Usina. Em cada área navegada, serão mostrados os seus respectivos sistemas e sub-sistemas.



Figura 11 - Barra de Menu
Fonte: Aatoria própria

O menu principal permite com que o operador navegue pelo sistema, tendo os seguintes comandos disponíveis:



Figura 12 - Menu Principal de Acesso
Fonte: Aatoria própria

O menu geral corresponde ao acesso de informações agrupadas, referente a todo o sistema da Usina, bem como as ferramentas de análise gráfica em tempo real e consulta histórica de informações.



Figura 13 - Submenu Geral
Fonte: Aatoria própria

O menu UG1, corresponde ao acesso das informações dos sistemas referentes a unidade geradora 1, disponibilizadas em sub áreas como gerador e turbina.

O menu UG2 corresponde ao acesso das informações dos sistemas referentes a unidade geradora 2, disponibilizadas em sub áreas como gerador e turbina.



Figura 14 - Submenu Unidade Geradora
Fonte: Autoria própria

O menu AUX, corresponde ao acesso dos sistemas de corrente alternada, contínua, drenagem, esgotamento e demais subsistemas.



Figura 15 - Submenu Serviços Auxiliares
Fonte: Autoria própria

O menu SUB, corresponde as informações da subestação, como a supervisão e controle das chaves de pátio, bem como as medições dos trafos elevadores e suas proteções.

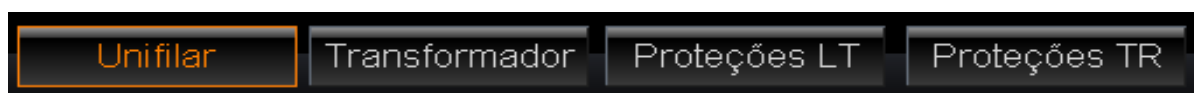


Figura 16 - Submenu Subestação
Fonte: Autoria própria

O menu TDA, corresponde as informações do vertedouro, fornecendo as medições em tempo real de níveis jusante e montante da Usina.

4.1.6 Tela Geral Arquitetura

Essa tela representa graficamente toda a estrutura de rede presente na usina. Através dessa é possível verificar possíveis falhas de comunicação entre os equipamentos e restabelecê-los de modo rápido.

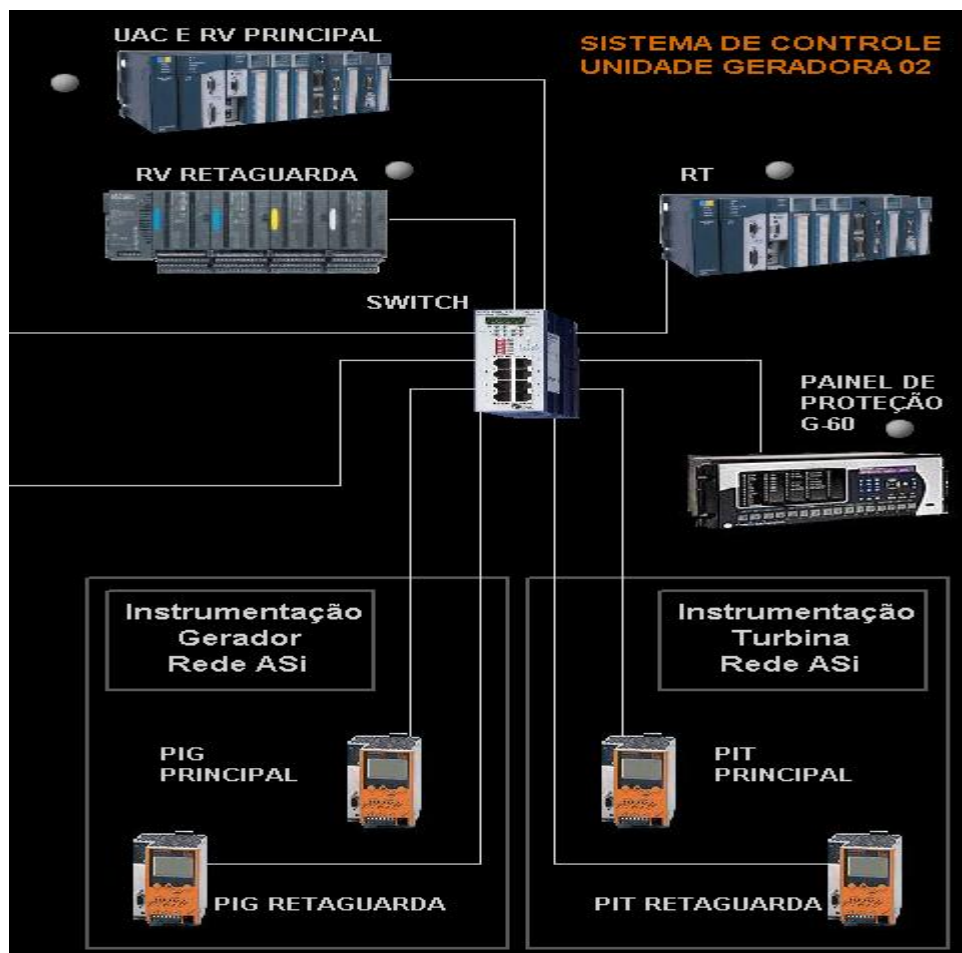


Figura 17 – Arquitetura de Comunicação da UG2
 Fonte: Autoria própria

Todos os equipamentos envolvidos na automação da usina, são identificados com a sua imagem em miniatura, facilitando o diagnostico de qual equipamento se trata. Quando existe uma falha de comunicação entre os equipamentos, a linha que representa a ligação, piscará de modo intermitente indicando a localidade da falha. Caso a mesma seja sanada, a linha correspondente ficara estática, representando o modo normal de funcionamento.

4.1.7 Tela Geral Unidades

Nessa tela, podem ser monitorados os estados dos distribuidores, detalhes da operação do regulador de tensão e velocidade, bem como as principais grandezas das unidades geradoras.



Figura 18 - Tela Geral Unidades
Fonte: Autoria própria

Essa tela é considerada pela operação como a mais utilizada, pois possibilita a visualização das principais informações dos geradores e turbina em uma única tela. Lembrando que nessa tela não existe o controle, mas somente a supervisão e caso haja a necessidade da intervenção da operação no sistema, seja por motivo de da atuação de algum alarme ou a necessidade de controle nas unidades, se faz necessário a navegação na área específica, onde o controle é possível e a informação é mais detalhada.

4.1.8 Tela Geral Unifilar

Na tela unifilar é possível visualizar o diagrama unifilar das unidades geradoras e a interligação com as demais subestações responsáveis pela transmissão. É possível também controlar os disjuntores e as chaves seccionadoras, bem como a supervisão das informações de proteções dos equipamentos.

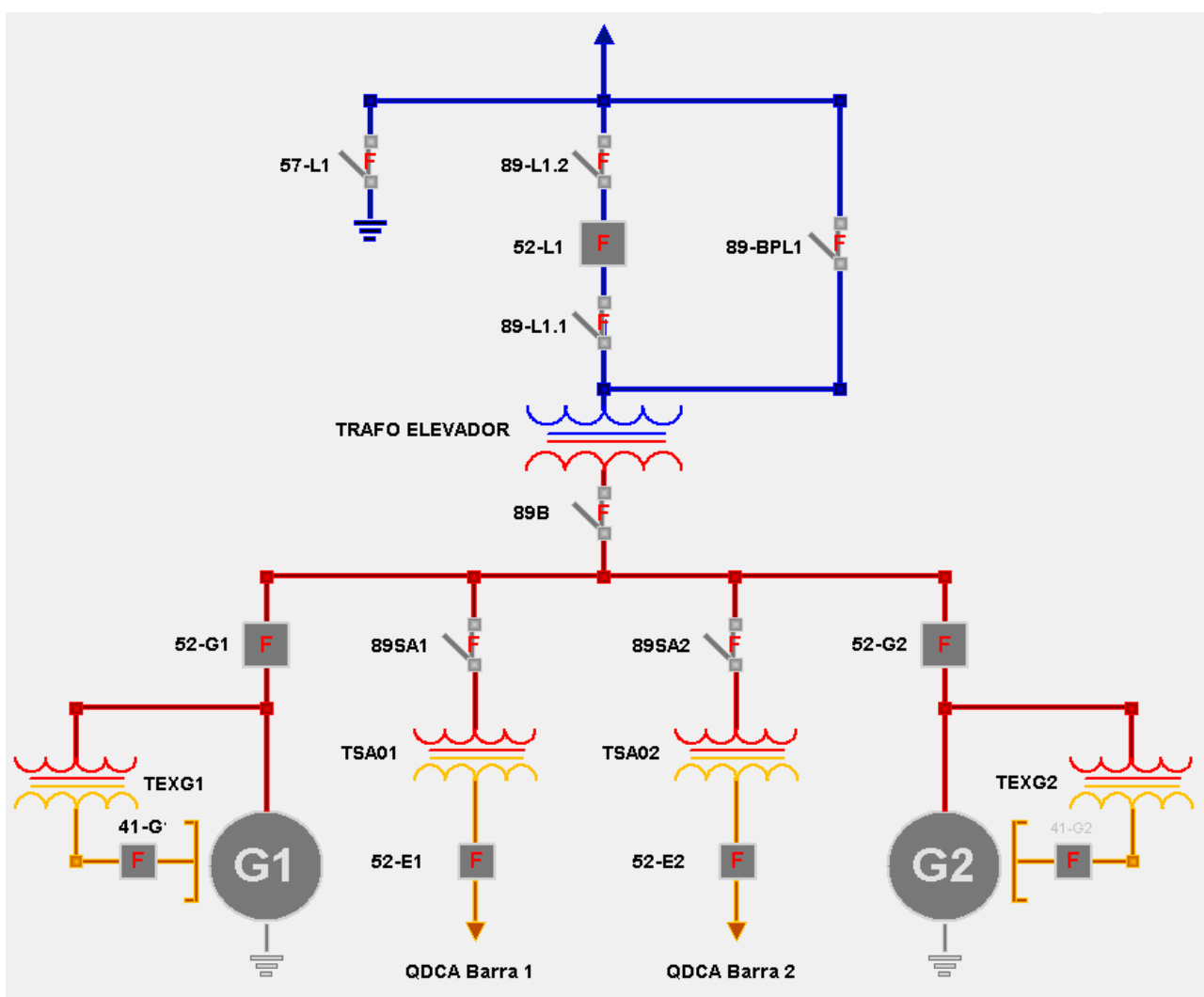


Figura 19 – Tela Geral Unifilar Subestação
 Fonte: Autoria própria

Além da supervisão e controle das chaves da subestação, também é possível visualizar as principais informações das unidades geradoras. As medições da linha de saída da subestação são coletadas diretamente dos medidores de grandezas elétricas, sendo repassados via protocolo de comunicação modbus para o elipse.

O barramento do unifilar é representado conforme o nível de tensão na barra. As cores são pré-definidas para cada nível de tensão, sendo a cor cinza estabelecida como ausência de tensão. Essas linhas são animadas conforme a existência ou não de tensão, juntamente com os disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores e geradores.

4.1.9 Tela Geral Histórico

Nessa tela o operador pode realizar o monitoramento da medição em tempo real, bem como realizar uma consulta no sistema de tendências históricas, ou seja, o sistema disponibiliza parâmetros de consulta livre .

DataHora	ms	Rec	Area
----------	----	-----	------

Figura 20 – Consulta de Eventos Histórica
Fonte: Aatoria própria

No botão adicionar, o sistema procura todas as informações relativas a usina, separadas por áreas, selecionando um grupo de medidas ou uma informação específica. Após essa escolha é possível inserir um filtro de busca em relação ao descritivo da informação e um período de busca, inserindo uma data inicial e final.

As informações serão apresentadas na tela em forma de tabela, conforme os filtros adicionados e o período escolhido. Com essa ferramenta também é possível confrontar os dados de diferentes unidades geradoras ou até mesmo de outras usinas do sistema.

4.1.10 Tela Geral Gráficos

Essa tela tem a opção de gerar gráficos de tendências em tempo real. O operador deve selecionar na caixa de opção e clicando no botão adicionar, selecionar a área a ser pesquisada, selecionar o grupo de medidas e selecionar a medida desejada.

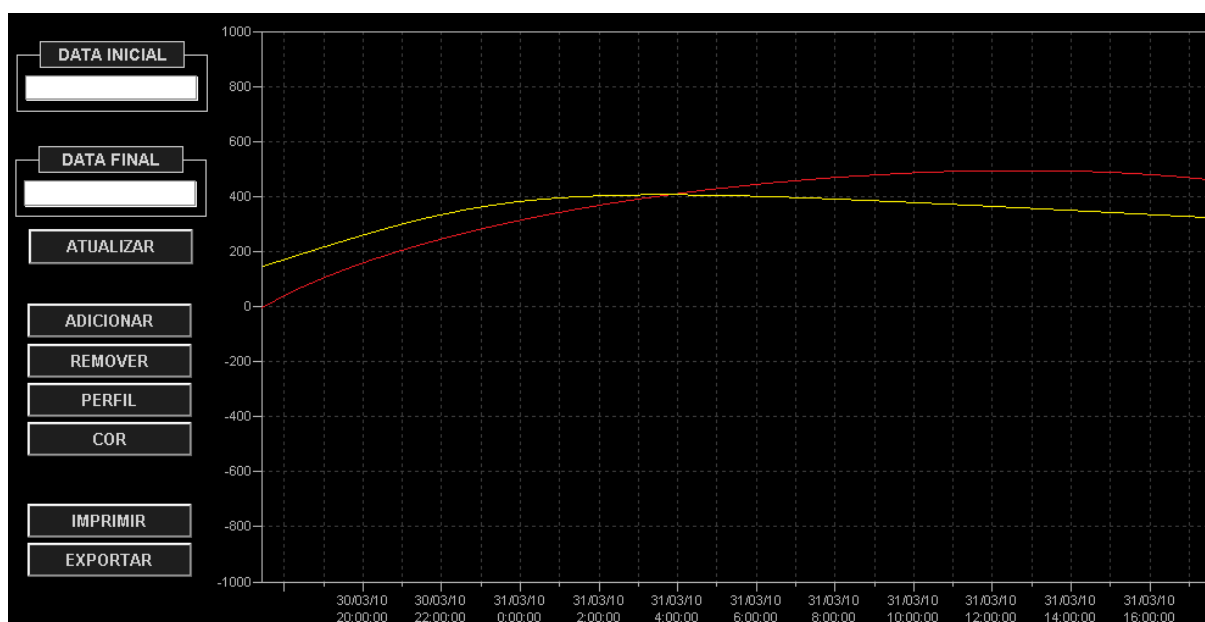


Figura 21 - Tela Geral Gráficos

Fonte: Autoria própria

Após o carregamento do gráfico o operador poderá navegar sobre as opções de zoom e enquadramento de medidas. Também é possível criar um perfil de consulta com agrupamentos de medidas. Para tal o operador deverá clicar no botão perfil, selecionar a pena desejada e adicioná-la quantas desejar, o operador deverá ainda inserir o nome do perfil e clicar no botão salvar.

Nessa tela também é possível efetuar o cruzamento de informações de qualquer sistema da usina, ou até mesmo de outras usinas.

4.1.11 Tela Geral Alarmes

Os alarmes podem ser sempre visualizados na parte inferior da tela principal. As seguintes condições possíveis de um alarme são:

- Alarmes não reconhecidos;
- Alarmes reconhecidos;
- Alarmes que já foram normalizados, porém ainda não foram reconhecidos.

Ack	Data e Hora	Nome da Fonte	Mensagem
⬇	Não 04/04/2012 10:27:56,196	PSRV_SUC_COM	CLP PRINCIPAL - FALHA DE COMUNICAÇÃO COM A REDE ASI DO REGULADOR DE VELOCIDADE - ATUADA
⬇	Não 04/04/2012 10:27:56,196	PST_SUC_COM	CLP PRINCIPAL - FALHA DE COMUNICAÇÃO COM A REDE ASI DA TURBINA - ATUADA
⬇	Não 04/04/2012 10:27:56,196	PSGÊ_SUC_COM	CLP PRINCIPAL - FALHA DE COMUNICAÇÃO COM A REDE ASI DO GERADOR - ATUADA
⬇	Não 04/04/2012 10:27:56,149	PSRV_SUC_COM	CLP PRINCIPAL - FALHA DE COMUNICAÇÃO COM A REDE ASI DO REGULADOR DE VELOCIDADE - ATUADA
⬇	Não 04/04/2012 10:27:56,149	PST_SUC_COM	CLP PRINCIPAL - FALHA DE COMUNICAÇÃO COM A REDE ASI DA TURBINA - ATUADA
⬇	Não 04/04/2012 10:27:56,149	PSGÊ_SUC_COM	CLP PRINCIPAL - FALHA DE COMUNICAÇÃO COM A REDE ASI DO GERADOR - ATUADA
⬇	Não 04/04/2012 10:27:55,258	L_PIT_03G0601	PRESSÃO ACUMULADOR AR DO FREIO - (BAIXO - 10630)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:54,711	L_LIT_03R0201	NÍVEL DO ÓLEO DO ACUM. PRESSÃO EMERG. DISTR. - APE - (BAIXO - 10632)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:54,711	L_PIT_03R0201	PRESSÃO DO ACUMULADOR EMERG. DISTRIBUIDOR - APE - (BAIXO - 10664)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:54,649	L_PIT_03R0101	PRESSÃO DO ACUMULADOR DE PRESSÃO PRINCIPAL - APP - 2º GRAU (MUITO BAIXO - 21272)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,758	L_ZS_03T0702	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº2 - ATUADO (272)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,758	L_ZS_03T0701	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº1 - ATUADO (271)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,758	L_ZS_03T0703	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº3 - ATUADO (273)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,742	L_ZS_03T0704	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº4 - ATUADO (274)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,742	L_ZS_03T0706	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº6 - ATUADO (276)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,742	L_ZS_03T0705	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº5 - ATUADO (275)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,742	L_ZS_03T0708	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº8 - ATUADO (278)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,742	L_ZS_03T0707	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº7 - ATUADO (277)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,742	L_ZS_03T0709	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº9 - ATUADO (279)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,727	L_ZS_03T0710	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº10 - ATUADO (280)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,727	L_ZS_03T0712	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº12 - ATUADO (282)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,727	L_ZS_03T0714	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº14 - ATUADO (284)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,727	L_ZS_03T0713	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº13 - ATUADO (283)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,727	L_ZS_03T0715	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº15 - ATUADO (285)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,711	L_ZS_03T0716	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº16 - ATUADO (286)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,711	L_ZS_03T0718	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº18 - ATUADO (288)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,711	L_ZS_03T0717	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº17 - ATUADO (287)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,711	L_ZS_03T0720	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº20 - ATUADO (290)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,711	L_ZS_03T0719	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº19 - ATUADO (289)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,711	L_ZS_03T0721	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº21 - ATUADO (291)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,696	L_ZS_03T0722	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº22 - ATUADO (292)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,696	L_ZS_03T0724	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº24 - ATUADO (294)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,696	L_ZS_03T0723	ROMPIMENTO PINO CIZALHAMENTO PÁS DIRETRIZES Nº23 - ATUADO (293)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,664	M5183	FALTA FLUXO DE ÁGUA DE VEDAÇÃO DO EIXO - ATUADO (885)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,602	L_LIT_03R0301	NÍVEL DO ÓLEO DA CAIXA DE REGULAÇÃO - (BAIXO - 10634)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,571	L_VS_03R0203	ATUAÇÃO VALVULA DE EMERGÊNCIA VIA BOTOEIRA - ATUADA - (1150)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,367	L_LIT_03T1201	NÍVEL DE ÓLEO DA CENTRAL HIDRÁULICA COMPORTA DE EMERGÊNCIA - (BAIXO - 10573)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,352	L_27_03T1201	DISJ. DJ1 OU DJ2 125/24VCC ALIMENTAÇÃO COMPORTA DE EMERG - DESARMADO - ATUADO (1088)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:53,305	L_ZS_03G0901	SEC. DO CENTRO ESTRELA DO GERADOR - ABERTA - ATUADO (237)
⬇	Não 04/04/2012 10:27:52,836	L_LIT_03T0301	NÍVEL DE ÓLEO ME - (BAIXO - 10651)

Figura 22 – Tela de Alarmes
Fonte: Autoria própria

4.1.12 Reconhecimento de Alarmes

Cada novo alarme é direcionado para a tela do rodapé. O alarme sonoro cessará assim que for reconhecido pelo operador. Para efetuar o reconhecimento de um alarme atuado, deve selecionar com o botão direito do mouse, escolhendo a opção correspondente como mostra a Fig. 23.

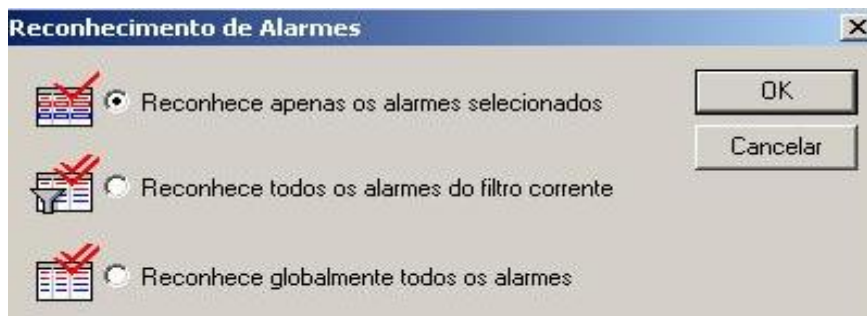


Figura 23 – Reconhecimento de Alarmes
Fonte: Autoria própria

4.1.13 Tela Unidade Controle

Através da tela de controle o operador obterá informações do regulador de tensão e do regulador de velocidade. Pode-se também monitorar grandezas, tais como as medidas de tensão, corrente de campo do gerador, potência ativa, potência reativa, corrente, tensão, frequência e velocidade. Para executar o ajuste de potência, deve-se ajustar o valor pretendido e confirmar o comando de envio desse novo valor.



Figura 24 - Tela Unidade Controle
Fonte: Autoria própria

É possível também alterar o modo de operação do regulador de velocidade, através dos botões de comando na tela, os modos possíveis são de controle de abertura manual, controle de abertura automático e controle de potência. Selecionado o modo, as opções de controle estarão disponíveis nos campos relativos, sendo que a cada mudança nos valores, deverá ser confirmado o envio, através de um comando de confirmação.

4.1.14 Tela Unidade Partida e Parada Automática

À esquerda dessa tela, é possível visualizar os passos de partida da unidade geradora, os quais serão executados automaticamente pela lógica do sistema, ou seja, o operador apenas é responsável por iniciar a partida da unidade. Existe ao lado de cada passo, um sinalizador, indicando que o passo foi executado com sucesso e que o próximo passo já está em execução.

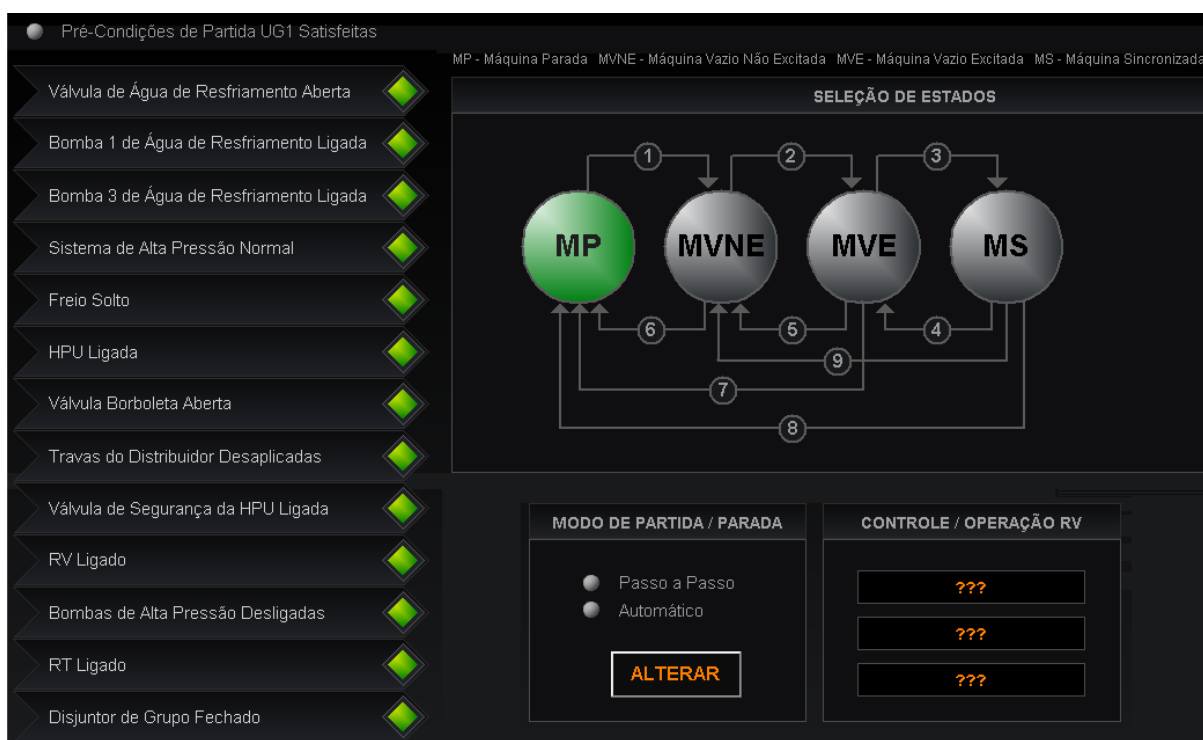


Figura 25 – Sequencia de Partida Automática
Fonte: Aatoria própria

Na parte inferior da tela, é possível alterar o modo de partida e parada da máquina, entre automático e passo a passo. Ao lado esquerdo estão visíveis os

passos de parada da máquina, os quais em modo automático, são executados da mesma forma que os passos de partida.

4.1.15 Tela Unidade Partida Passo a Passo

Nessa tela é possível partir a unidade geradora no modo passo a passo, possibilitando efetuar o controle de cada dispositivo da sequencia.



Figura 26 - Tela Unidade Partida Passo a Passo
Fonte: Autoria própria

Ao selecionar um passo através do seu número correspondente, será apresentada na parte central da tela, o objetivo do passo, as sinalizações dos equipamentos da sequencia, bem como os permissivos para controle, que atuam como pré-condições para o comando que executará o passo. Com todos os permissivos satisfeitos, será então liberado o comando do equipamento correspondente ao passo.

No momento da conclusão de um passo, através de indicação ao lado do passo executado, o passo seguinte é habilitado para o controle, até a máquina alcançar o sincronismo.

4.1.16 Tela Unidade Parada Passo a Passo

Essa tela funciona de modo semelhante a de partida, porém a sua função muda, pois ela possibilitará ao operador executar os procedimentos de parar a máquina. As suas características de modo manual e automático são idênticas as de partida, a ordem dos passos e níveis tem a sua ordem alterada ao inverso da partida.



Figura 27 – Sequencia de Parada Passo a Passo
Fonte: Autoria própria

A parada de uma máquina no modo passo a passo, requer que o operador retire a máquina do modo sincronizado para o modo de máquina parada.

Inicialmente, a máquina deve ser descarregada, ou seja, reduzir a sua potência a zero de modo a possibilitar que ela seja retirada do sistema sem riscos de rejeição de carga. Os demais passos, são basicamente em desligar os passos que foram necessários para a partida.

4.1.17 Tela Unidade Gerador

Nessa tela estão presentes medidas correspondentes ao gerador, como potência, tensão e corrente, bem como as temperaturas nos núcleos e enrolamentos do estator e nos trocadores de calor. Não existem comandos nessa tela.

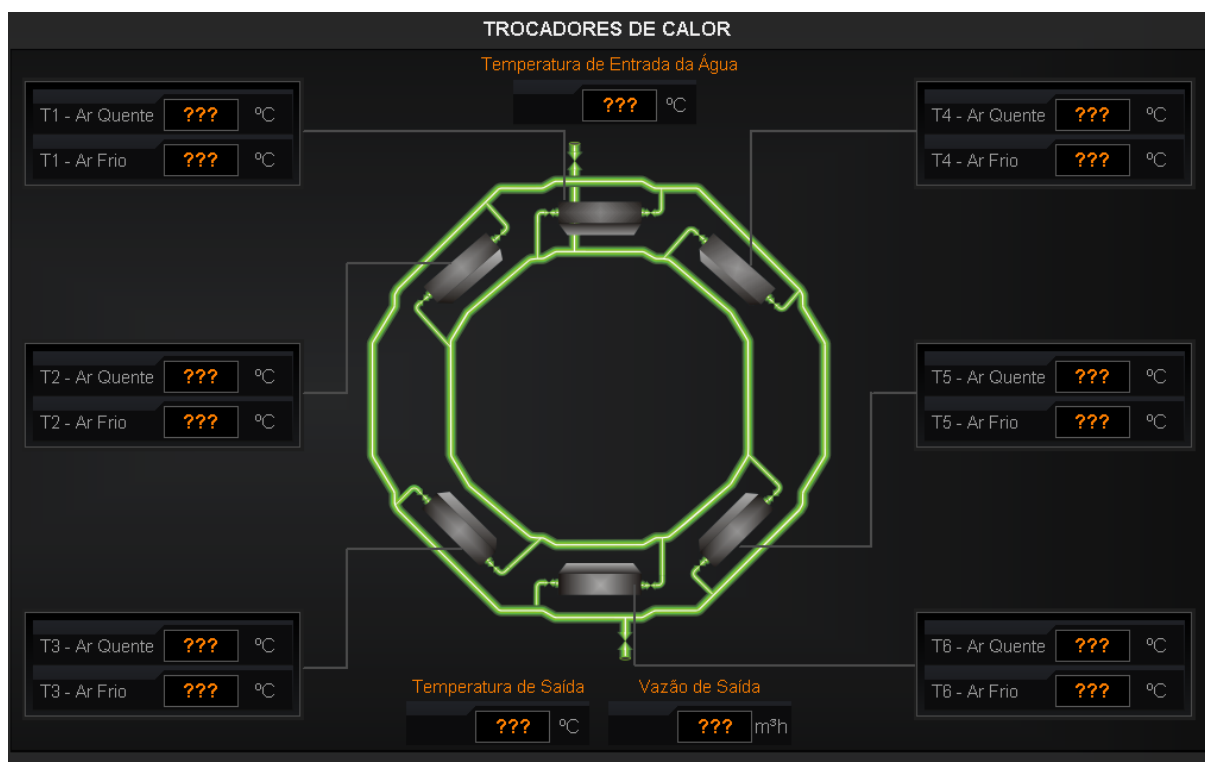


Figura 28 - Tela Unidade Gerador
Fonte: Autoria própria

O desenho da tela da Fig.28, representa os trocadores de calor que possuem supervisão.

4.1.18 Tela Unidade Turbina

Essa tela apresenta os dados referentes à abertura do distribuidor, posicionamento, bombas da unidade de regulação, temperatura do óleo da unidade de regulação, qual a rotação em tempo real, pressão na caixa espiral, indicação de freio aplicado e indicação de caixa espiral pressurizada.

Quanto a animação dessa tela, a mesma possui um desenho referente a turbina com animação da válvula borboleta em relação ao seu estado de abertura ou fechamento e tubulação com indicação dos fluxostatos.



Figura 29 - Tela Unidade Turbina

Fonte: Aatoria própria

- Em geral, temos uma animação referente à movimentação da turbina;
- Em bielismo temos informações referentes às 24 bielas presentes no sistema;
- Em vedação temos informações referentes às válvulas, filtro e vazão da

água de vedação do eixo;

- Em drenagem estão disponíveis informações das bombas do sistema de drenagem, bem como informações de pressão e nível de água na tampa da turbina.

4.1.19 Tela Unidade Mancais

Essa tela representa graficamente de forma centralizada todos os mancais presentes no grupo gerador e turbina, gerando uma visualização de todas as sapatas e casquilhos.

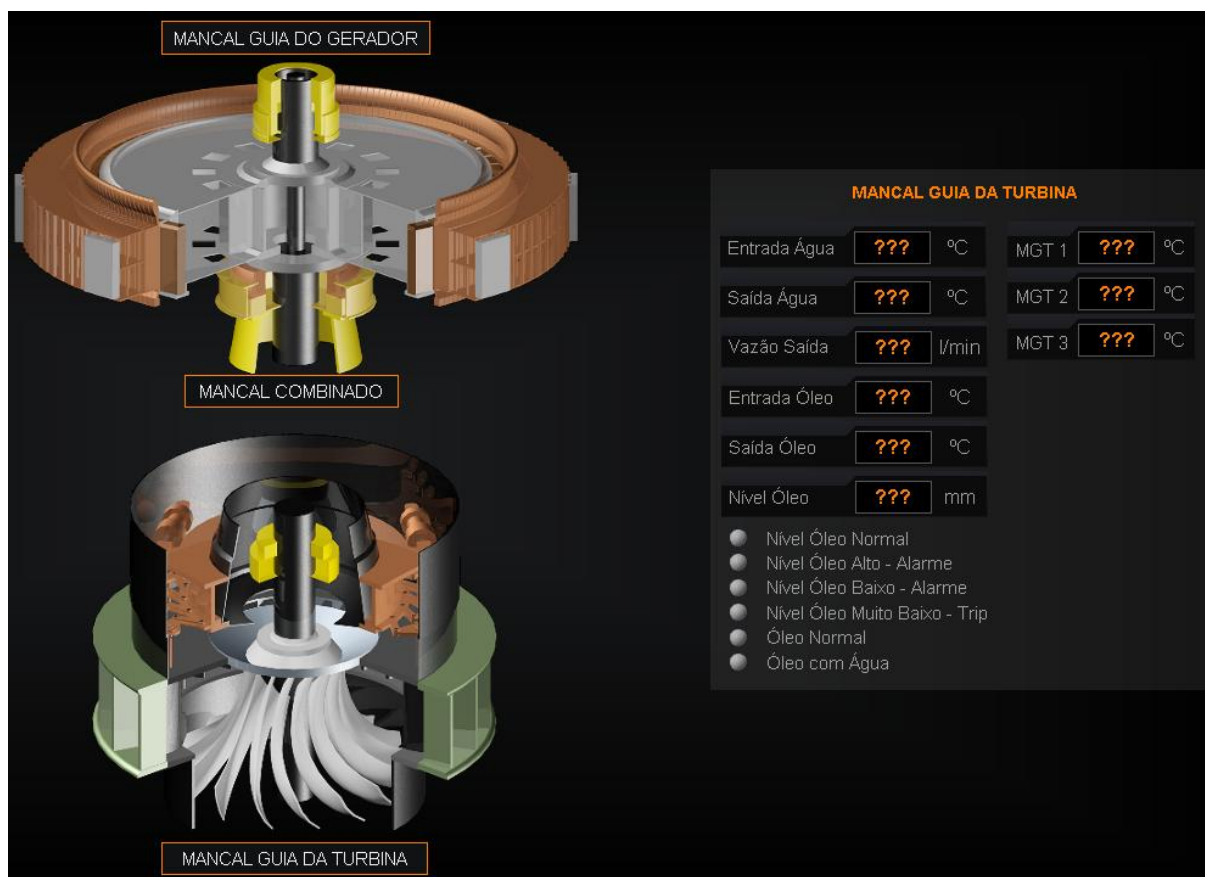


Figura 30 - Tela Unidade Mancais
Fonte: Autoria própria

As temperaturas dos mancais tem como padrão que cada sapata ou casquilho, esteja associada a uma condição de temperatura alta, ou seja, quando uma temperatura atingir um limite especificado como crítico, sua indicação será

visualizada por uma cor vermelha, representando a temperatura alta. As informações analógicas de temperatura são dispostas nas laterais da tela, identificadas por mancal e elemento.

4.1.20 Tela de Sistema de Freio

Nessa tela estão presentes as informações referentes ao sistema de frenagem, o operador poderá ler as informações sobre as sapatas dos freios e as lonas referentes, bem como informações do rotor, solenóide e sistema de pressão do freio.

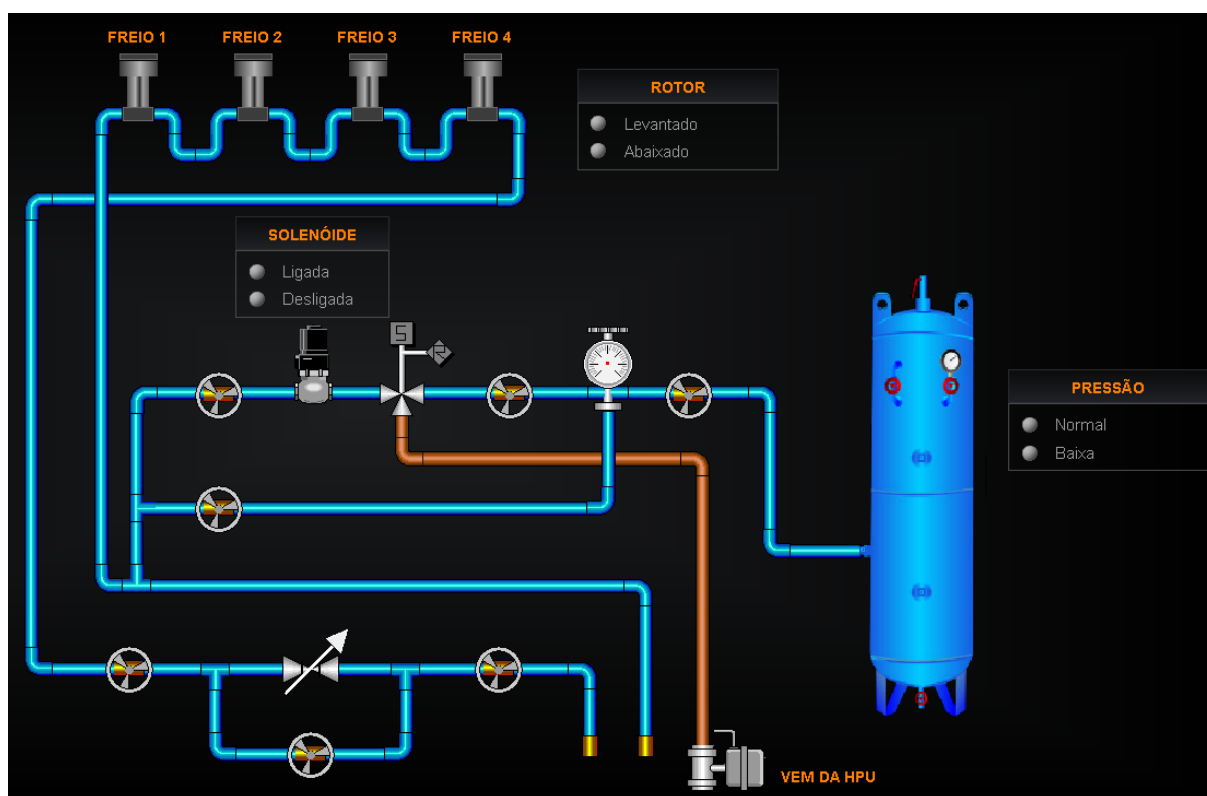


Figura 31 - Tela Unidade Sistema de Freio
 Fonte: Autoria própria

A mesma apresenta um diagrama do sistema de ar de frenagem da unidade. O ar comprimido de serviço e de regulação estão representados por tubulações em um esquemático, contendo as válvulas e registros controlados.

Esses objetos representam suas reais funcionalidades, trazendo para a operação informações diretamente visuais e objetivas. Basicamente os sistemas são compostos por acumuladores e secadores de ar, filtros e compressores.

4.1.21 Tela Serviços Auxiliares CA e CC

Essa tela é representada por um unifilar, dividido por cargas da barra 1 e barra 2. Essa tela também apresenta os disjuntores principais de cada subsistema, permitindo seu controle e supervisão. Os elementos apresentados nessa tela são todos objetos gráficos do elipse3, onde os mesmos são animados e comandados pelo operador.

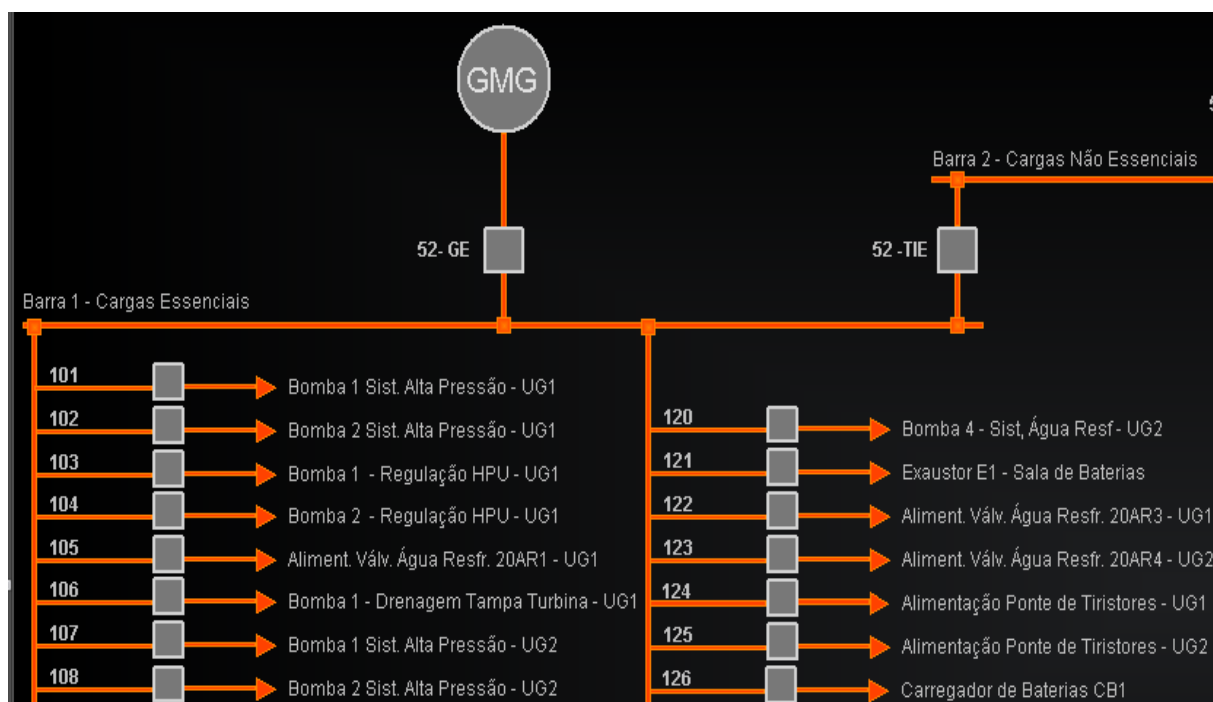


Figura 32 - Tela Serviços Auxiliares CA e CC
Fonte: Autoria própria

4.1.22 Tela Transformador

Essa tela tem a finalidade de apresentar as informações relativas a supervisão e controle do transformador elevador.



Figura 33 - Tela do Transformador da Fase A
Fonte: Autoria própria

Essa tela permite também ligar o sistema de ventilação forçada, comandando individualmente o sistema de cada transformador bem como a supervisão das proteções e o controle de rearme da proteção, como mostra a Fig. 32.



Figura 34 - Proteções do Transformador Elevador

Fonte: Autoria própria

4.1.23 Tela Proteções da Linha de Transmissão

Através dessa tela o operador poderá monitorar as proteções referentes aos seguintes sistemas:

- Proteção principal da Linha de Transmissão
- Proteção retaguarda da Linha de Transmissão
- Proteção do Transformador Elevador
- Proteção retaguarda UG1/UG2 e Transformador Elevador

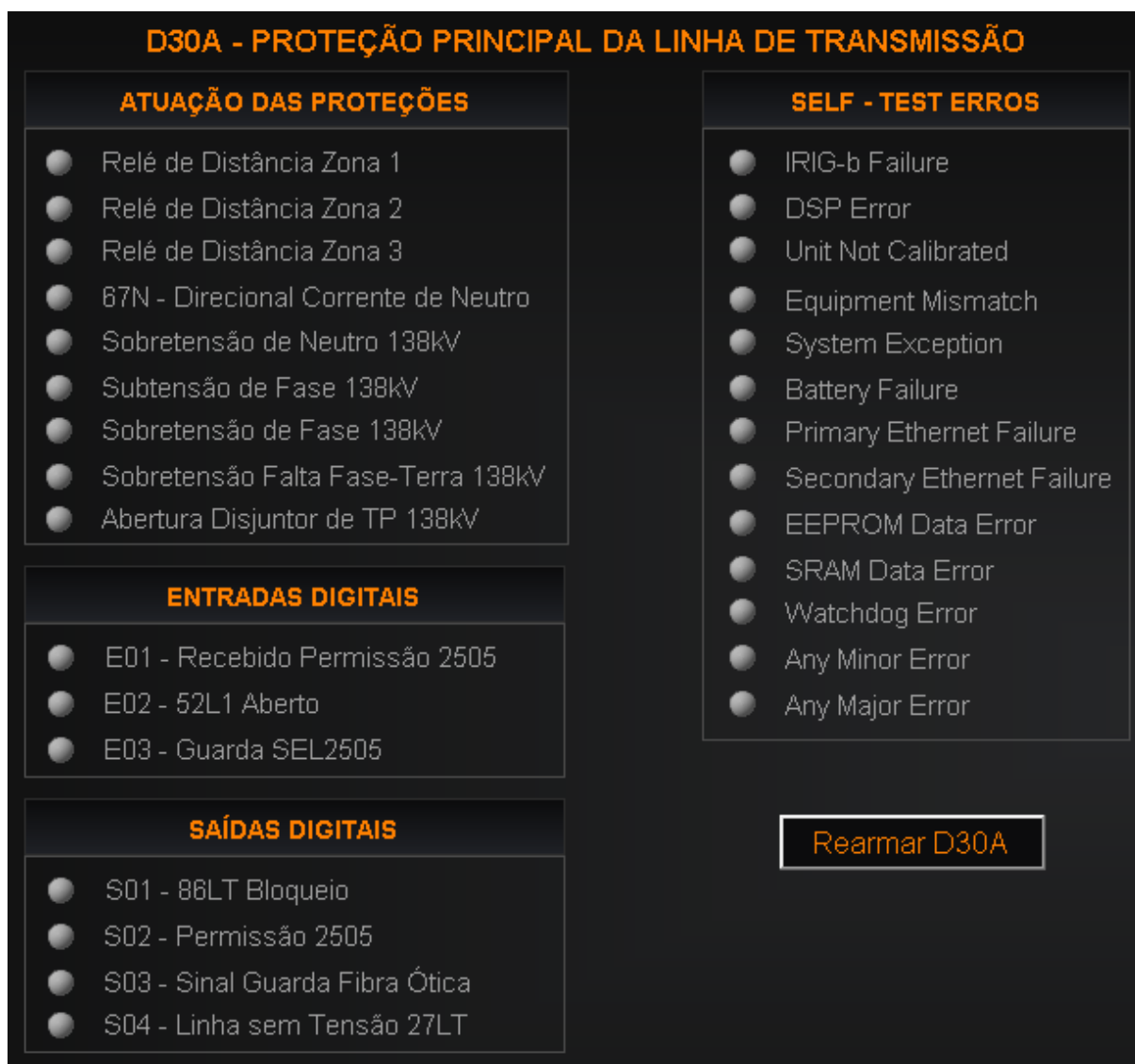


Figura 35 - Proteções da Linha de Transmissão
Fonte: Autoria própria

O operador poderá também rearmar essas proteções acionando os botões de rearme presentes na tela, confirmando o envio do comando. A operação de rearme é necessária toda vez que uma proteção é atuada. As informações de atuação de proteção são indicadas com o sinalizador em vermelho, juntamente com a indicação do alarme no rodapé do sistema.

4.1.24 Tela Tomada d'água

Essa tela apresenta uma visão geral das medições hidráulicas do sistema de vertimento e níveis de reservatório.

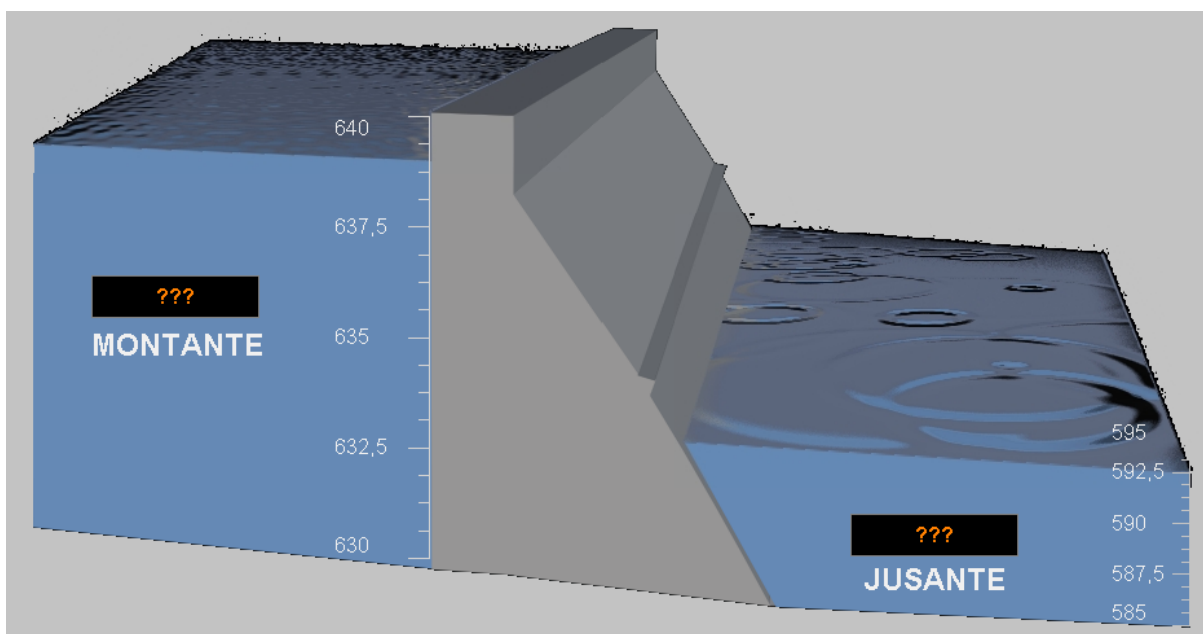


Figura 36 - Tela de níveis Tomada d'água

Fonte: Autoria própria

Essa tela tem como objetivo a supervisão dos níveis de montante e jusante, possuindo animação dos níveis conforme as medições analógicas. As informações desses níveis, são de suma importância para a operação, pois estão diretamente ligados a disponibilidade das unidades geradoras. Esses valores são armazenados em base histórica a cada minuto, sendo os dados disponibilizados em relatórios diários.

4.2 SERVIDOR DE DADOS

Esse servidor foi desenvolvido para efetuar a comunicação com todos os dispositivos de campo. Assim como no servidor de telas, ele obedece ao padrão de modularidade, todas as usinas foram inseridas dentro de um mesmo domínio, através de projetos independentes.

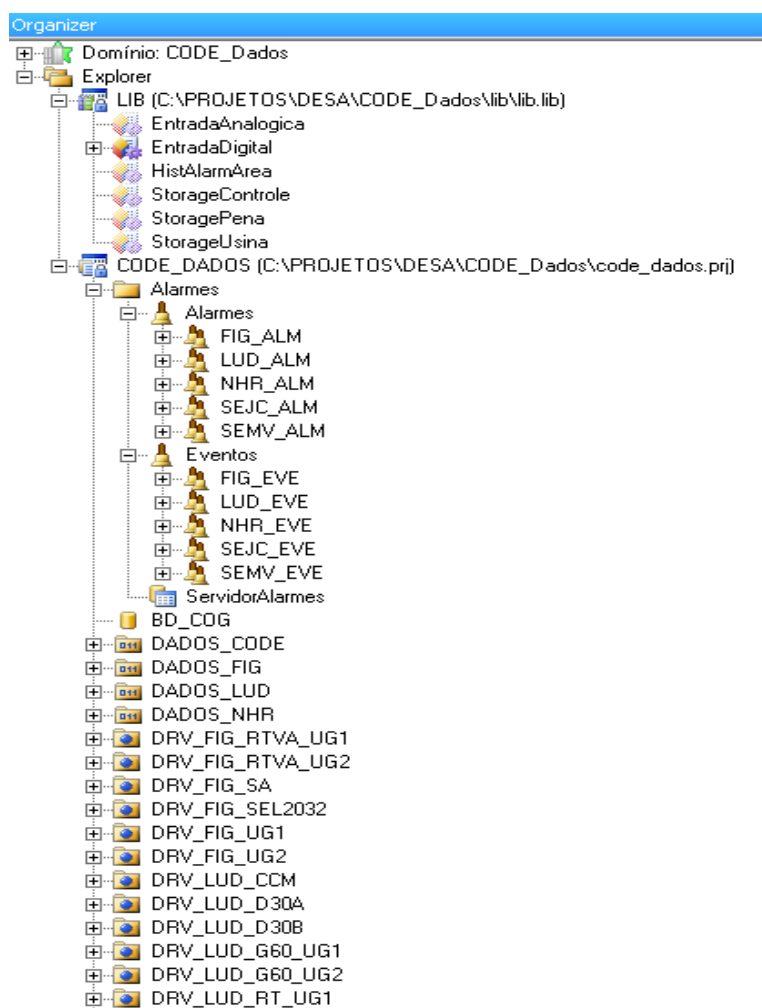


Figura 37 - Estrutura do Servidor de Dados
Fonte: Autoria própria

Além de adquirir as informações de campo através dos drivers de comunicação, foram implementados também, as configurações de alarmes e eventos bem como a parametrização dos tempos de armazenamento das grandezas em banco de dados.

4.2.1 Biblioteca de Dados

No servidor de dados também foi utilizado o recurso de bibliotecas do elipse3. Antes do sinal adquirido pelo driver de comunicação ser repassado para um objeto em tela, foi necessário desenvolver uma biblioteca de processamento de sinais digitais e analógicos.

A biblioteca de ponto analógico é responsável por processar os valores analógicos lidos dos drivers de comunicação, gerando os alarmes de acordo com os níveis configurados e enviar a informação para as telas sinópticas ou registro em histórico. A Fig. 36 mostra as propriedades do objeto de dados dessa biblioteca.

Nome	Tipo	Valor inicial	Texto de Ajuda
Evento_AckReq	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> True	habilita reconhecimento do evento
Evento_Alarm	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o evento está atuado
Evento_Area	String	A	area do evento
Evento_CurrentS	Integer	9 0	Severidade corrente do evento
Evento_Delay	Integer	9 0	tempo de espera (segundos) do evento
Evento_Format	String	A 0.00	formatação do valor
Evento_Hi	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	habilita o nível alto
Evento_HiHi	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	habilita o nível muito alto
Evento_HiHiLimit	Double	9 0	nível do evento muito alto
Evento_HiHiMes	String	A	texto da mensagem do evento muito alto
Evento_HiHiSev	Integer	9 0	severidade do evento muito alto
Evento_HiLimit	Double	9 0	nível do evento alto
Evento_HiMesse	String	A	texto da mensagem do evento alto
Evento_HiSeveri	Integer	9 0	severidade do evento alto
Evento_LevelRe	String	A	texto de retorno do evento
Evento_LevelDe	Double	9 0	banda morta
Evento_Lo	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	habilita o nível baixo
Evento_LoLimit	Double	9 0	nível do evento baixo
Evento_LoLo	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	habilita o nível muito baixo
Evento_LoLoLim	Double	9 0	nível do evento muito baixo
Evento_LoLoMe	String	A	texto da mensagem do evento muito baixo
Evento_LoLoSev	Integer	9 0	severidade do evento muito baixo
Evento_LoMesse	String	A	texto da mensagem do evento baixo
Evento_LoSeveri	Integer	9 0	severidade do evento baixo
Evento_Grupo	String	A	grupo da area do evento
Falha	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o valor lido no bloco de comunicação esta em falha <>192
Inibido	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o alarme para este ponto esta desabilitado.
Inibido_Grupo	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o grupo do alarme para este ponto esta desabilitado.
Manual	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o valor de saída esta forçado(manual) ou não
Master_P	IOTag	Null	clp principal master
Master_R	IOTag	Null	clp retaguarda master
Ponto_P	IOTag	Null	link com o tag elemento do bloco - especifico para elemento de bloco principal
Ponto_R	IOTag	Null	link com o tag elemento do bloco - especifico para elemento de bloco retaguarda
Processa	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	a cada alteração de valor atualiza as saídas da biblioteca
Saida	Double	9 0	saída resultante do processamento do bloco
Saida_CLP	Double	9 0	saída resultante do processamento do CLP
Sinalizacao_Alarm	InternalTag	Null	aciona o alarme do sistema
Tipo	String	A Analógico	tipo do objeto
Valor	Double	9 0	entrada do valor a ser forçado na posição manual
Ativo_Invertido	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	False = Ativo Normal / True = Ativo Invertido

Figura 38 - Biblioteca Ponto Analógico
Fonte: Autoria própria

A biblioteca de ponto digital é responsável por processar os valores lidos dos drivers de comunicação, gerando os alarmes de acordo a variação do seu estado e enviando a informação para as telas sinópticas ou registro em histórico. A Fig. 39 mostra as propriedades do objeto de dados dessa biblioteca.

Nome	Tipo	Valor inicial	Texto de Ajuda
Evento_Atuado	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o evento está atuado
Evento_Area	String	A	area do evento
Evento_Delay	Integer	9 0	tempo de espera (segundos) do evento
Evento_Digital	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> True	habilita o evento
Evento_DigitalAc	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> True	habilita reconhecimento do evento
Evento_DigitalLir	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> True	nível do evento
Evento_DigitalM	String	A	texto da mensagem do evento
Evento_DigitalRt	String	A	texto de retorno do evento
Evento_Name	String	A	Nome do Evento (Nome do Alarme)
Evento_DigitalSe	Integer	9 0	severidade do evento
Evento_Format	String	0	formatação do valor
Evento_Grupo	String	A	grupo da area do evento
Evento_Habilita	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> false	habilita o registro do alarme como evento
Falha	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o valor lido no bloco de comunicação esta em falha <192
Inibido	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o alarme para este ponto esta desabilitado.
Inibido_Grupo	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o grupo do alarme para este ponto esta desabilitado.
Manual	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	indica se o valor de saída esta forçado(manual) ou não
Master_P	IDTag	Null	clp principal master
Master_R	IDTag	Null	clp retaguarda master
Ponto_P1	IDTag	Null	link com o tag elemento do bloco - específico para elemento de bloco principal para resultado true
Ponto_R1	IDTag	Null	link com o tag elemento do bloco - específico para elemento de bloco retaguarda para resultado true
Processa	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	a cada alteração de valor atualiza as saídas da biblioteca
Saída	Integer	9 0	saída resultante do processamento do bloco (0 = False / 1 = Inconsistência / 2 = True)
Saída_CLP	Integer	9 0	saída resultante do processamento do CLP (0 = False / 1 = Inconsistência / 2 = True)
Sinalizacao_Alar	InternalTag	Null	aciona o alarme do sistema
TextoOff	String	A Não	campo recebe a mensagem quando o tag esta desativo
TextoOn	String	A Sim	campo recebe a mensagem quando o tag esta ativo
Textolnc	String	A Inc	campo recebe a mensagem quando o tag esta inconsistente
Tip	String	A	recebe tip do objeto gráfico ao iniciar o domínio
Tip_Negado	String	A	recebe tip do objeto negado gráfico ao iniciar o domínio
Tipo	String	A Digital	tipo do objeto
Valor	Integer	9 0	entrada do valor a ser forçado na posição manual
Evento_Status	Integer	9 0	0 = nenhum alarme, 1 = alarme ativo, 2 = alarme ativo não reconhecido
Reconhece_Alar	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/> False	

Figura 39 - Ponto Digital
Fonte: Autoria própria

4.2.2 Banco de Dados

O módulo de banco de dados foi programado para efetuar o armazenamento das informações coletadas dos sistemas locais das usinas. Esse módulo realiza a comunicação com o banco de dados SQL Server 2012, executando instruções de inserção e consulta de dados. Os dados são gravados periodicamente, conforme tempos pré-estabelecidos ou pela mudança de estado dos sinais. Os alarmes e eventos foram definidos para serem gravados quando houver a mudança de estado. Os dados de gravação periódica, foram definidos para os sinais analógicos de

temperatura e pressão. No Quadro 6, estão representados os grupos históricos e seus períodos de armazenamento:

Nome do Grupo	Gravação	Armazenamento	Ferramenta
Unidades Geradoras	Contínua	3 Anos	Histórico
Medições Elétricas	Contínua	3 Anos	Histórico
Serviço Auxiliar	Contínua	3 Anos	Histórico
Horímetros	Uma vez ao dia		Histórico

Quadro 6 - Períodos de Armazenamento

Fonte: Autoria própria

As configurações de armazenamento histórico em banco de dados das usinas, foram divididas por áreas, como serviços auxiliares, unidades geradoras, dados hidrológicos e dados da subestação.

Propriedades de 'LUD_HID' (DB.Hist)

Item | Área de Alarmes | **Histórico** | Associações

Utilize o servidor de banco de dados: BD_COG

Tabela

Informe o nome da tabela no banco de dados (utilize este nome mais tarde para as consultas).

Nome da tabela: LUD_HID_HORARIO

Gravar um novo registro a cada 60000 ms

Descarte

Descarta dados da tabela principal

Mantenha os dados do(s) último(s) 36 Mês(es)

A verificação deve ocorrer a cada 1 Mês(es)

Dados descartados devem ser armazenados

Mantenha os dados do(s) último(s) 12 Mês(es)

Geração da estrutura no BD

Clique no botão ao lado para gerar as tabelas do Histórico

Gerar Tabela

Figura 40 - Tela de Configuração dos Tempos de Gravação

Fonte: Autoria própria

4.2.3 Drivers de comunicação

Após a conclusão do desenvolvimento das telas do sistema, iniciou-se a fase de associação das TAGs do sistema com os objetos gráficos. Para tanto, foi utilizado uma lista de pontos padrão para o mapeamento dos sinais.

UNIDADE	DESCRIÇÃO	TAG	END. MEM.
UG1	Botão de Emergência Acionado	LUD_UG1_95_AT	%M10001
UG1	RV Modo Manual	LUD_UG1_34_MAN	%M10217
UG1	RV Modo Remoto	LUD_UG1_34_RE	%M10216
UG1	RV Regulador Principal Ativo	LUD_UG1_34_AT	%M10215
UG1	Válvula Borboleta Aberta	LUD_UG1_23VB_AB	%M10023
UG1	Válvula Borboleta Fechada	LUD_UG1_23VB_FE	%M10024
UG1	Válvula Borboleta em Remoto	LUD_UG1_23VB_RE	%M10027

Quadro 7 - Lista de pontos
Fonte: Autoria própria

Essa lista contém todos os pontos do sistema, sejam eles físicos ou originados de resultado lógico, bem como, o nome do tag é único para todo o sistema, tais como os diagramas elétricos, diagramas lógicos, aplicativos dos controladores e do sistema de supervisão.

Nome	P.	P.	P3/N3/...	Leitura?	Escrita?	Escala?	Min UE	Max UE	UE	Min I/O	Max I/O
DRV_LUD_RV_UAC_UG1	0	0	0								
COMANDOS											
ESTADOS											
LUD_UG1_95_AT	0	6	10001	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_34_MAN	0	6	10217	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_34_RE	0	6	10216	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_34_AT	0	6	10215	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_23VB_AB	0	6	10023	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_23VB_FE	0	6	10024	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_23VB_RE	0	6	10027	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_23VB_EM	0	6	10026	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_2584_AT	0	6	996	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_2502_OK	0	6	10406	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
LUD_UG1_37BF_OK	0	6	12965	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000

Figura 41 - Configuração do Driver de Comunicação
Fonte: Autoria própria

O driver de comunicação é o módulo do eclipse que possibilita a comunicação com um determinado equipamento utilizando bibliotecas dinâmicas ou *Dynamics links librarys* (DLLs). Cada driver possui uma família de equipamentos ou protocolos diferentes de acordo com o tipo de equipamento ou meio físico de comunicação.

Ao todo foram configurados vinte e sete drivers de comunicação nos protocolos Modbus, DNP3 e IEC104. Cada driver é dividido em comandos, estados e medidas, sendo a conversão da escala de engenharia configurada no próprio driver.

Usina	Dispositivo	Descrição	Protocolo	Número de Pontos
FIG	CLP	Regulador de Velocidade do Gerador 1	MODBUS	128
FIG	CLP	Regulador de Velocidade do Gerador 2	MODBUS	128
FIG	CLP	Serviços Auxiliares	104	516
FIG	Relé de Proteção	Relé de Proteção da Linha	DNP3	172
FIG	CLP	Controlador da Unidade Geradora 1	104	396
FIG	CLP	Controlador da Unidade Geradora 2	104	396
LUD	CLP	Subestação	104	517
LUD	Relé de Proteção	Relé de Proteção da Unidade 1	DNP3	29
LUD	Relé de Proteção	Relé de Proteção da Unidade 2	DNP3	29
LUD	Relé de Proteção	Relé de Proteção da Linha Principal	DNP3	34
LUD	Relé de Proteção	Relé de Proteção da Linha Retaguarda	DNP3	34
LUD	CLP	Regulador de Velocidade do Gerador 1	104	31
LUD	CLP	Regulador de Velocidade do Gerador 2	104	31
LUD	CLP	Controlador da Unidade Geradora 1	104	3
LUD	CLP	Controlador da Unidade Geradora 2	104	3
LUD	CLP	Regulador de Tensão do Gerador 1	104	780
LUD	CLP	Regulador de Tensão do Gerador 2	104	780
LUD	CLP	Serviços Auxiliares	104	179
LUD	CLP	Sistema de Sincronismo	104	25
LUD	Relé de Proteção	Relé de Proteção do Transformador U1	DNP3	14
LUD	Relé de Proteção	Relé de Proteção do Transformador U2	DNP3	14
NHR	CLP	Regulador de Velocidade do Gerador 1	104	145
NHR	CLP	Regulador de Velocidade do Gerador 2	104	145
NHR	CLP	Serviços Auxiliares	104	1611
NHR	UTR	Concentrador de Dados	104	181
NHR	CLP	Controlador da Unidade Geradora 1	104	1754
NHR	CLP	Controlador da Unidade Geradora 2	104	1754

Quadro 8 - Pontos por Dispositivo

Fonte: Autoria própria

Para a comunicação com os CLPs e relés de proteção, foram utilizados as seguintes configurações de objetos DNP3.

Estados Digitais	Objeto 2 com variação 2
Medidas Analógicas	Objeto 32 com variação 2

Quadro 9 - Configuração dos pontos DNP3

Fonte: Autoria própria

Todos os drivers foram configurados para efetuar a varredura de todos os pontos durante a inicialização e a cada 30 segundos. As alterações de valores são obtidas por eventos, ou seja, sempre que houver uma variação no seu estado.

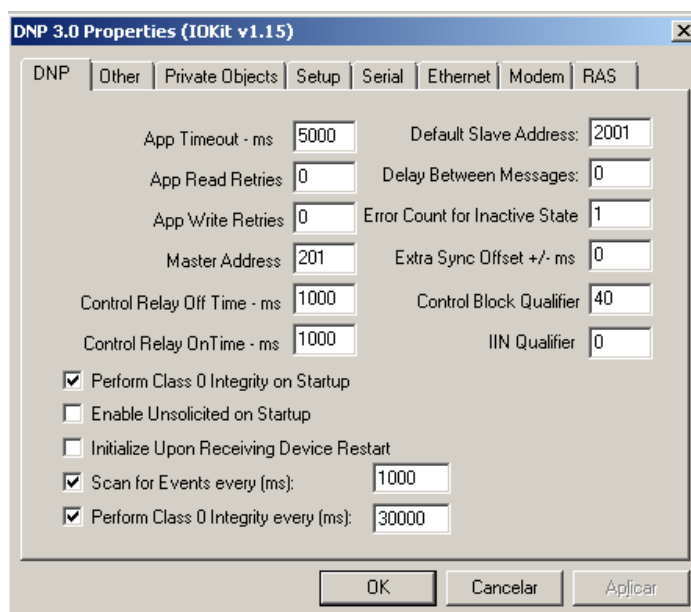


Figura 42 - Configuração Driver DNP3

Fonte: Autoria própria

Para o protocolo de comunicação IEC104, todos os pontos digitais foram parametrizados com suporte a estampa de tempo, ou seja, assim como no protocolo DNP3, o supervisor recebe o tempo real em que o evento ocorreu. Nesse tipo de configuração, além da informação do estado do evento, o protocolo envia juntamente com o seu valor de estado o registro de tempo em que essa variação ocorreu. Esse tempo é fornecido com a precisão de milisegundos.

O protocolo modbus, foi utilizado apenas em dois equipamentos, onde existe apenas a necessidade da leitura de valores analógicos.

4.3 ENSAIOS DE ACEITAÇÃO

Todos os itens fornecidos, sejam eles destinados à operação imediata ou a compor o estoque de sobressalentes, foram submetidos a testes comprobatórios de seu funcionamento e desenvolvimento conforme as especificações.

O sistema completo foi submetido a testes para a comprovação de seu funcionamento em situação semelhante a que encontrará quando da operação normal. Para esse ensaio, foram utilizados alguns equipamentos e simuladores das unidades de nível um, possibilitando testar a comunicação e as funcionalidades associadas.

4.3.1 Comissionamento na Usina

O comissionamento local foi a fase mais importante dos testes, pois permitiu a interoperabilidade com os equipamentos de campo. Quando existiu a ocorrência de algum problema, a sua análise e correção foi imediata e acertiva. Essa fase correspondeu à constatação do atendimento das especificações funcionais, operacionais e de desempenho, diagnosticando se o sistema como um todo responde de modo satisfatório às solicitações impostas.

Nas usinas, foram testados todos os pontos do sistema, efetuando comandos de acionamentos discretos e de ajustes de potência, bem como a verificação de todas as sinalizações das telas e atuações de alarmes. Os sinais físicos foram atuados diretamente nos seus equipamentos e os sinais lógicos foram forçados diretamente nos equipamentos.

Nos testes locais, não foram utilizados o modo de trabalho *hot-standby* do eclipse, pois o foco dos testes foi centrado em verificar as funcionalidades do aplicativo desenvolvido individualmente para a usina e não o aplicativo desenvolvido para o COG.

4.3.2 Implementação do sistema no COG

Uma vez concluída a fase de testes locais, a fase de implantação no COG foi possível, pois todos os aplicativos individuais das usinas foram testados de modo satisfatório.

Nessa fase, foi implementado o sistema completo de supervisão, ou seja, os aplicativos individuais de cada usina foram agrupados em um único domínio no elipse. Desse modo, todos os testes realizados localmente foram repetidos no COG, validando novamente a supervisão e controle das usinas.

No COG foram testadas todas as ferramentas desenvolvidas para a análise operacional, efetuando a gravação e consulta de dados históricos e geração de gráficos de tendência. As funcionalidades de redundância do elipse foram testadas, causando intencionalmente a comutação de servidores e verificando como o sistema se comportava com a perda de comunicação com a usina. Alguns ajustes finos de tempos de comunicação foram efetuados, pois para algumas usinas, a latência de comunicação era alto, causando demora na atualização das informações lidas de campo.

Enfim, após o término de todos os testes, foi realizado um treinamento de operação e manutenção do sistema para a equipe de operadores, apresentando todas as funcionalidades desenvolvidas para o sistema de supervisão do COG.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao término desse projeto, podemos garantir que todos os objetivos pretendidos foram alcançados. As definições das etapas e o seu cumprimento conforme o modelo estabelecido, proporcionaram elaborar um projeto que atende-se as necessidades previstas e ao desenvolvimento com base fundamentada.

A Fase de especificação foi realizada de modo criterioso, avaliando-se todos os subsistemas existentes de cada usina, definindo-se o modo de comunicação entre os níveis operacionais. Nessa etapa foram efetuados os testes de interoperabilidade entre os dispositivos envolvidos e a escolha do sistema supervisorio elipseE3.

O Desenvolvimento foi iniciado após a aprovação da especificação técnica, pois foi um documento orientativo para o desenvolvimento. Além das definições da arquitetura dos dispositivos e programas necessários para o COG, nele estavam previstos o padrão de nomenclatura dos sinais supervisionados, bem como as simbologias de objetos gráficos e demais funcionalidades do sistema.

Os comissionamentos locais e remotos atenderam todos os seus objetivos, garantindo as funcionalidades e confiabilidade que o sistema previa, atingindo a satisfatoriedade da operação do COG.

REFERÊNCIAS

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Capacidade Geração. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em : 29 de janeiro de 2014.

ELIPSE, Sobre o E3, Disponível em <http://www.elipse.com.br/port/e3.aspx>. Acesso em: 12 de Janeiro de 2014.

KOPELVSKI, Maycon Max. Teoria de CLP. Disponível em: <http://www.cefetsp.br/edu/maycon/arqs/ap_clp_rev00.pdf> Acesso em set. de 2013.

MENDES, M.F et al. Evolução dos sistemas de automação elétrica: caminhos das modernizações de usinas hidrelétricas. In: Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericanode Cigré- XIII ERIAC, 2009, Puerto Iguazú, Argentina. Anais... 2009. XIII/PI-B5-07

MENDES, M. F., “Acquiring analog data from existing conventional industrial panels”. In V Induscon - Conferência Internacional de Aplicações Industriais IEEE (Salvador - Brasil), Julho 2002.

MIYAGI, Paulo Eigi. Controle programável: fundamentos de controle de sistemas e eventos discretos. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 2001.

MORAES, G. D. A., TERENCE, A. C. F., FILHO, E. E., “a Tecnologia da Informação como Suporte a Gestão Estratégica da Informação na Pequena Empresa”, Revista de Gestão da Tecnologia e Sistemas de Informação, Vol. 1, Nº 1,2004, PP. 28-44, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “Requisitos de Telesupervisão para a operação”, Sub Módulo 2.7 dos procedimentos de Redes, Ver. 1.0, Resolução Normativa Nº 302/09 da ANEEL, 06/08/2009.

QUEIROZ, R. J. N., “Implantação de um centro de operação em tempo real de um agente de transmissão do sistema interligado nacional”, Artigo apresentado a UFRJ, 2010.