



Universidade Federal de Ouro Preto
Escola de Minas
Engenharia de Controle e Automação



Guilherme de Assis Drumond

Aplicação do sistema SCADA em uma pequena central hidrelétrica

Ouro Preto, 2026

Guilherme de Assis Drumond

Aplicação do sistema SCADA em uma pequena central hidrelétrica

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Controle e Automação.

Orientadora: Prof. Adrielle Santana

Ouro Preto

2026



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CONTROLE E
AUTOMACAO



FOLHA DE APROVAÇÃO

Guilherme de Assis Drumond

Aplicação do sistema SCADA em uma pequena central hidrelétrica

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação

Aprovada em 09 de fevereiro de 2026

Membros da banca

Profa. Dra. Adrielle de Carvalho Santana - Orientadora - Universidade Federal de Ouro Preto
Prof. Dr. Danny Augusto Vieira Tonidandel - Convidado - Universidade Federal de Ouro Preto
Profa. M.Sc. Regiane de Sousa e Silva Ramalho - Convidada - Universidade Federal de Ouro Preto

Adrielle de Carvalho Santana, orientadora do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 05/03/2026



Documento assinado eletronicamente por **Adrielle de Carvalho Santana, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 05/03/2026, às 06:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1054615** e o código CRC **BD7CFB38**.

*Júpiter leva 4332 dias para
fazer uma revolução.*

— Oliver Lodge.

Resumo

Os sistemas supervisórios são essenciais para o monitoramento e controle de processos industriais. O sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) coleta dados em tempo real de máquinas e equipamentos, permitindo que os operadores visualizem informações críticas através de interfaces intuitivas. Neste trabalho, apresenta-se o processo de aquisição de dados em um sistema de supervisão, ilustrando como esses dados são controlados. É utilizado o *software* Elipse E3, uma plataforma versátil que permite desenvolver aplicações abrangentes para monitorar e gerenciar dados coletados por meio de sensores, além de dar comandos para os atuadores. O local monitorado é uma pequena central hidrelétrica (PCH) equipada com três turbinas, com potência total de 31.500 kW. Um Teste de Aceitação de Campo foi realizado de forma parcial por limitação de tempo e isso impactou na segurança da operação e atrasou o início da operação remota e automática da planta. Os resultados mostram que o sistema de supervisão foi útil para otimizar a operação da PCH e garantir a confiabilidade da geração de energia. Com o Elipse E3, a equipe de controle remoto pode monitorar em tempo real as condições das turbinas e identificar rapidamente quaisquer anomalias, garantindo que a usina contribua de forma eficiente e segura para a rede elétrica brasileira. A aplicação de sistemas SCADA, como demonstrado neste estudo, consolida a automação e a integração de dados como fatores essenciais para a sustentabilidade e resiliência da matriz energética na Indústria 4.0.

Palavras-chaves: SCADA, Elipse E3, Pequena central hidrelétrica.

Abstract

Supervisory systems are essential for monitoring and controlling industrial processes. The SCADA system (Supervisory Control and Data Acquisition) collects real-time data from machines and equipment, allowing operators to visualize critical information through intuitive interfaces. This work presents the data acquisition process in a supervisory system, illustrating how this data is controlled. The Elipse E3 software is used, a versatile platform that enables the development of comprehensive applications to monitor and manage data collected through sensors, as well as issue commands to actuators. The monitored site is a small hydropower plant (SHP) equipped with three turbines, with a total output of 31,500 kW. A Field Acceptance Test was carried out only partially due to time constraints, which affected operational safety and delayed the start of the plant's remote and automatic operation. The results show that the supervisory system was useful for optimizing SHP operation and ensuring the reliability of power generation. With Elipse E3, the remote control team can monitor turbine conditions in real time and quickly identify any anomalies, ensuring that the plant contributes efficiently and safely to the Brazilian grid. The application of SCADA systems, as demonstrated in this study, consolidates automation and data integration as essential factors for the sustainability and resilience of the energy matrix in Industry 4.0.

Key-words: SCADA, Elipse E3, Small hydroelectric plant.

Lista de Figuras

Figura 1 – Pirâmide da automação	15
Figura 2 – Arquitetura do sistema <i>SCADA</i>	18
Figura 3 – Sistema de supervisão e controle	21
Figura 4 – Diagrama de blocos dos serviços do Elipse E3	26
Figura 5 – Arquitetura Elipse E3	27
Figura 6 – Janela aberta ao iniciar o Elipse E3 Studio	28
Figura 7 – Janela de opções de tipos de aplicação	29
Figura 8 – Janela de opções de domínio	30
Figura 9 – Janela de opções de resolução do Elipse E3	31
Figura 10 – Janela final da criação de domínio do Elipse E3	32
Figura 11 – Divisões do Elipse E3 Viewer no Studio	33
Figura 12 – Janela do E3Alarm	34
Figura 13 – Arquitetura do sistema <i>SCADA</i> da planta hidrelétrica	36
Figura 14 – Arquitetura de rede da planta hidrelétrica	38
Figura 15 – Controlador de automação em tempo real (RTAC)	39
Figura 16 – Configuração do IP do equipamento de controle no <i>driver</i> Modbus	44

Lista de tabelas

Tabela 1	–	Lista de pontos analógicos da Usina X (Parte 1 – Identificação).	42
Tabela 2	–	Lista de pontos analógicos da Usina X (Parte 2 – Parâmetros operacionais).	43
Tabela 3	–	Lista de pontos analógicos da Usina X para aprovação (TAF e TAC). .	49

Sumário

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Justificativas e Relevância	11
1.2	Objetivos	12
1.2.1	Objetivo geral	12
1.2.2	Objetivos específicos	12
1.3	Organização do trabalho	12
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA)	14
2.1.1	Conceitos e arquitetura	14
2.1.2	Funcionalidades e benefícios	16
2.1.3	Aplicações de sistemas SCADA	16
2.1.3.1	Pequenas usinas de energia hidrelétricas	16
2.1.3.2	Transmissão de energia elétrica	16
2.1.3.3	Produção de óleo	17
2.1.3.4	Saneamento	17
2.1.4	Elementos do SCADA	17
2.1.4.1	Sensoriamento	18
2.1.4.2	<i>Remote Terminal Unit (RTU)</i> e CLPs	19
2.1.4.3	<i>Master Terminal Unit (MTU)</i>	20
2.1.4.4	IHM	20
2.1.4.5	Rede de comunicação	21
2.1.4.5.1	Topologia	22
2.1.4.5.2	Protocolos de comunicação	23
2.2	Elipse E3	24
3	DESENVOLVIMENTO DE UMA APLICAÇÃO DE SUPERVISÃO	28
3.1	Criação de domínio no Elipse E3	28
3.2	Configurações do domínio	32
3.2.1	Componentes do domínio	32
3.3	Elipse E3 Viewer	33
3.4	Alarmes no Elipse E3	33
4	ESTUDO DE CASO: USINA HIDRELÉTRICA	35
4.1	Sistema SCADA para plantas hidrelétricas	35
4.2	Sistema SCADA da usina X	37

4.2.1	Características da PCH X	37
4.2.2	Topologia de rede	38
4.3	Configuração dos drivers Modbus	40
4.4	Lista de pontos do sistema SCADA na usina X	41
4.5	Operação desassistida	45
4.6	Desenvolvimento de tela da PCH X	46
4.7	Testes	47
4.7.1	Teste de Aceitação de Fábrica (TAF)	47
4.7.2	Teste de Aceitação de Campo (TAC)	48
4.7.3	Impactos da Supressão do TAF e o TAC Parcial	48
5	CONCLUSÃO	50
	Referências	53

1 Introdução

A jornada da automação industrial teve início com a Revolução Industrial, quando o controle de processos era exclusivamente manual. A dependência da intervenção humana limitava a eficiência e a escalabilidade das operações. Com o progresso tecnológico, surgiram os primeiros sistemas automatizados, como os pneumáticos, que utilizavam ar comprimido para controlar variáveis (GREEFF; GHOSHAL, 2004). Posteriormente, sistemas baseados em relés eletromecânicos ofereceram maior confiabilidade, mas ainda apresentavam dificuldades em termos de manutenção e flexibilidade (GREEFF; GHOSHAL, 2004).

A necessidade de supervisionar e controlar processos remotamente impulsionou o desenvolvimento da telemetria. Inicialmente aplicada em ferrovias para rastrear trens, a telemetria evoluiu com a incorporação de rádios, permitindo monitorar condições climáticas e equipamentos em locais de difícil acesso (BOYER, 2004).

A década de 1960 marcou um ponto crucial com o surgimento da telemetria bidirecional, possibilitando não apenas monitorar, mas também controlar dispositivos à distância, prenunciando os sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) modernos (BOYER, 2004). A integração de computadores digitais, impulsionada pela disponibilidade de minicomputadores (KRUTZ, 2015), conferiu maior flexibilidade e poder de processamento aos sistemas.

Os primeiros sistemas SCADA se caracterizavam pela centralização, com um único computador gerenciando múltiplas unidades remotas. Essa arquitetura dependia de redes locais de alta velocidade e protocolos proprietários (KRUTZ, 2015). O avanço das redes de comunicação e a popularização dos microcomputadores possibilitaram a descentralização do controle, proporcionando maior autonomia às unidades de campo e distribuindo o processamento (BOYER, 2004).

A evolução da microeletrônica e dos sistemas de comunicação também contribuiu para o desenvolvimento dos sistemas de controle distribuído (SCD). Teodorowicz (2017) enfatizam o papel dos microprocessadores integrados às Unidades Terminais Remotas (UTRs) no aumento da flexibilidade e eficiência dos sistemas SCADA.

Os sistemas SCADA contemporâneos se baseiam na interação de diversos componentes:

- Unidade Terminal Remota (UTR): Responsável por coletar dados de sensores e equipamentos de campo, além de executar comandos de controle.
- Unidade Terminal Mestre (UTM): Processa as informações recebidas das UTRs, as apresenta em interfaces visuais e permite a interação dos operadores.

- Interface Homem-Máquina (IHM): Provê uma representação gráfica do processo, possibilitando o monitoramento em tempo real, a gestão de alarmes e a emissão de comandos.
- Redes de Comunicação: Asseguram a troca de dados entre as UTRs e a UTM, utilizando tecnologias como *Ethernet*, redes sem fio e links seriais.

1.1 Justificativas e Relevância

A energia hidrelétrica desempenha um papel fundamental na matriz energética do Brasil, exigindo uma gestão eficiente e segura da usina. Nesse contexto, o monitoramento e o controle remoto em tempo real surgem como ferramentas essenciais para otimizar o desempenho operacional, garantir a segurança dos trabalhadores e das comunidades próximas, além de proporcionar vantagens econômicas e operacionais significativas.

O monitoramento em tempo real permite a coleta e análise contínuas de dados operacionais da usina, tais como temperatura, pressão, vibração e nível de água. Essas informações possibilitam que os operadores identifiquem anomalias e adotem medidas preventivas rapidamente, evitando falhas e interrupções inesperadas que podem causar prejuízos financeiros e comprometer o fornecimento de energia (GUIMARAES; MURILLO; AF *et al.*, 2013). Essa capacidade de resposta rápida e precisa aumenta a confiabilidade do sistema e maximiza a eficiência energética, contribuindo para a estabilidade da rede elétrica e a redução de custos, funcionalidades oferecidas pelo sistema SCADA.

A incorporação de tecnologias digitais no setor hidrelétrico, associada ao conceito de “Indústria 4.0”, tem promovido avanços significativos (CHAIN, 2019). Sensores inteligentes, Internet das Coisas (*IoT*) e computação em nuvem ampliam a conectividade e as possibilidades de análise de dados, melhorando a gestão de recursos e a tomada de decisões.

O controle remoto em tempo real agrega flexibilidade e agilidade às operações da usina, permitindo intervenções imediatas em situações críticas, como vazamentos ou desvios de parâmetros operacionais (GUIMARAES; MURILLO; AF *et al.*, 2013). Essa capacidade de reação rápida é essencial para prevenir acidentes e proteger a integridade da usina, dos trabalhadores e das comunidades vizinhas.

A segurança é uma prioridade absoluta nas usinas hidrelétricas. O monitoramento e controle remoto possibilitam a detecção de eventos que podem comprometer a estrutura da barragem, como deslocamentos ou vibrações excessivas (GOES, 2021). Medidas preventivas podem ser implementadas rapidamente, reduzindo riscos e impactos socioambientais.

Além da segurança, essas tecnologias promovem a otimização da geração de energia ao ajustar a operação da usina em tempo real, considerando as condições hidrológicas

e a demanda do sistema elétrico. Essa flexibilidade operacional aumenta a eficiência e assegura o uso racional dos recursos hídricos. Do ponto de vista econômico, o monitoramento e controle remoto reduzem custos operacionais por meio da prevenção de falhas, minimização de paradas não programadas e otimização do uso de recursos. A eficiência na geração de energia reflete-se em maior produtividade para as usinas.

Em resumo, o monitoramento e controle remoto em tempo real são ferramentas essenciais para a eficiência, segurança e otimização da geração de energia hidrelétrica. Impulsionadas pelo avanço tecnológico e pelo conceito de “Indústria 4.0”, essas práticas proporcionam maior confiabilidade, segurança para as comunidades e benefícios econômicos para o setor, contribuindo para uma matriz energética mais limpa e sustentável.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Demonstrar o processo de aquisição de dados, controle e supervisão de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) utilizando o *software* Elipse E3, evidenciando a importância dos sistemas *SCADA* no contexto da “Indústria 4.0”, com foco no setor energético.

1.2.2 Objetivos específicos

- Investigar o conceito e arquitetura de sistemas *SCADA*;
- Analisar as diferentes formas de coleta de dados por sistemas *SCADA*;
- Examinar o impacto da supervisão no contexto da Indústria 4.0 no setor elétrico;
- Avaliar o *software* Elipse E3 e suas alternativas no setor de energia;
- Entender no que consiste a supervisão de uma PCH;
- Exemplificar, por meio de um estudo de caso, a aplicação de um sistema *SCADA* em uma PCH.

1.3 Organização do trabalho

Os próximos capítulos deste trabalho estão organizados da seguinte forma:

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica Apresenta os conceitos e componentes dos sistemas *SCADA*, suas aplicações em diferentes setores e os benefícios da automação. Inclui uma introdução ao *software* Elipse E3.

Capítulo 3 – Desenvolvimento de uma Aplicação de Supervisão Descreve o processo de criação de uma aplicação *SCADA*, desde o planejamento até a implementação, com

foco na integração dos elementos teóricos.

Capítulo 4 – Estudo de Caso: Usina Hidrelétrica Analisa a aplicação de um sistema SCADA em uma usina hidrelétrica, destacando os resultados práticos e as melhorias operacionais obtidas.

Capítulo 5 - Apresenta as considerações finais do trabalho, destacando os resultados obtidos com a aplicação do SCADA em uma usina hidrelétrica e sugestões para trabalhos futuros.

2 Fundamentação teórica

2.1 Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA)

O Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, conhecido como *SCADA*, desempenha um papel crucial no monitoramento e controle em tempo real de processos industriais, sistemas de eventos críticos e outros ambientes similares ([PONGSWATD; SMERPITAK, 2018](#)). Essa tecnologia exige uma combinação de *hardware* e *software* que capacita os operadores a analisarem e supervisionarem uma ampla gama de variáveis essenciais para o funcionamento adequado das instalações. As plantas variam de tamanho, podendo ter até milhões de canais de entrada e saída ([DANEELS; SALTER, 1999](#)).

2.1.1 Conceitos e arquitetura

Embora o sistema *SCADA* seja uma ferramenta poderosa, é importante destacar que ele não é um sistema de controle completo. Em vez disso, o sistema *SCADA* é focado principalmente na interface humana e no nível de supervisão, fornecendo aos operadores as informações necessárias para tomar decisões informadas e intervir quando necessário ([GREEFF; GHOSHAL, 2004](#)). Dessa forma, o *SCADA* complementa outros sistemas de controle mais complexos, integrando-se a eles para garantir a eficiência e segurança das operações industriais.

Um sistema de controle completo, por sua vez, inclui diversos componentes além do *SCADA*, como Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), Sistemas de Controle Distribuído (DCS), redes de comunicação industrial, sensores, atuadores e interfaces homem-máquina (IHM). Esses elementos trabalham em conjunto para automatizar processos, monitorar dados em tempo real e garantir a operação segura e eficiente das plantas industriais, formando assim uma solução abrangente para o controle e supervisão de sistemas complexos.

Os dados são adquiridos a partir de sensores e, após passarem por sistemas de controle, como CLPs ou relés, são encaminhados ao sistema de supervisão. Esses dados englobam diversas variáveis, como temperatura, pressão, velocidade e muitas outras ([PONGSWATD; SMERPITAK, 2018](#)). Os dispositivos de campo fornecem medidas dos objetos monitorados, que podem ser guardadas em bancos de dados, transmitindo as informações em tempo real ou quando as condições de transmissão são satisfeitas ([LIN, 2022](#)).

Esse monitoramento desempenha um papel crucial ao permitir que os operadores tomem decisões fundamentadas, baseadas em informações em tempo real, e analisem o desempenho dos processos ([PONGSWATD; SMERPITAK, 2018](#)).

Além disso, o sistema tem a capacidade de armazenar históricos das variáveis, viabilizando análises aprofundadas do funcionamento da planta. Isso fornece indicadores essenciais para intervenções como mudanças na arquitetura do sistema, manutenção preventiva e corretiva, identificação de possíveis erros de operação, planejamento estratégico e financeiro, entre outros aspectos críticos.

A Pirâmide da Automação, ilustrada na Figura 1, exemplifica os diversos níveis da automação em planta industrial (MORAES; CASTRUCCI, 2010). Embora a implementação específica varie entre os sistemas de diferentes empresas e setores, a lógica hierárquica permanece constante, com os dispositivos de campo sempre na base. A seguir tem-se uma breve descrição de cada nível:

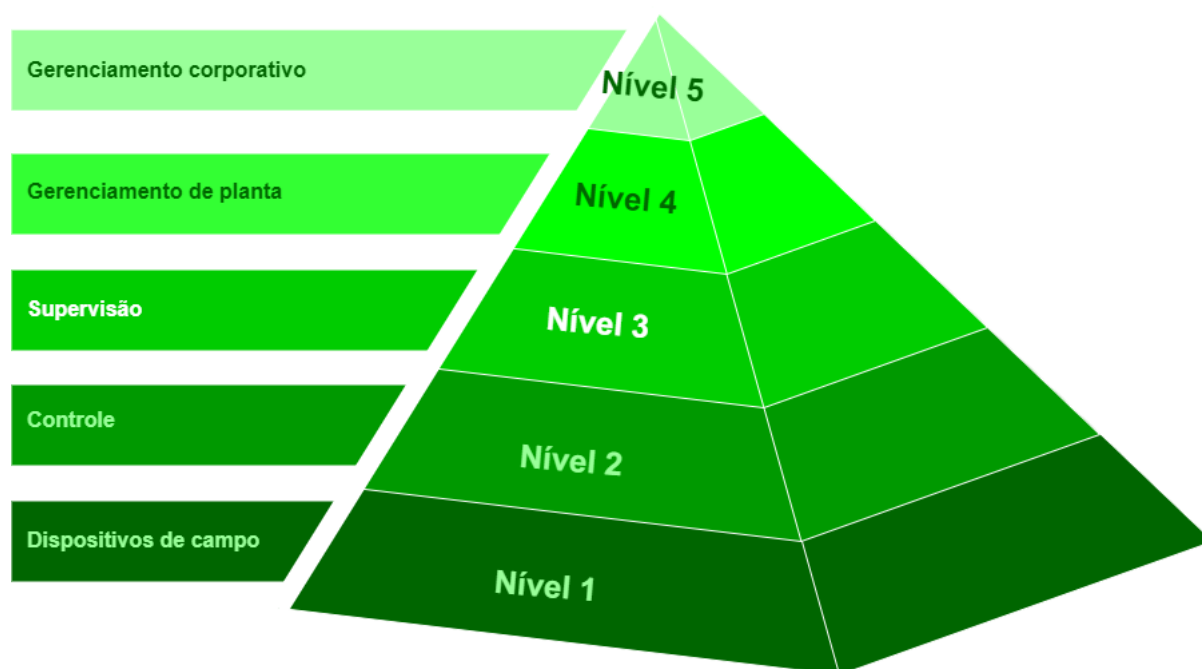


Figura 1 – Pirâmide da automação Fonte: Adaptado de Moraes e Castrucci (2010).

Nível 1: sensores e atuadores formam a base de qualquer sistema automatizado. Eles convertem grandezas físicas, como temperatura e pressão, em sinais elétricos e vice-versa.

Nível 2: as UTRs concentram as informações dos sensores e atuadores (Nível 1). Nesse nível, a automação programável entra em cena para minimizar riscos operacionais e garantir a segurança dos trabalhadores.

Nível 3: esse é o primeiro nível de supervisão, IHMs permitem que operadores realizem comandos e enviem *setpoints*. Além disso, as informações começam a ser armazenadas em bancos de dados (MORAES; CASTRUCCI, 2010).

Nível 4: no nível de gerenciamento da planta, informações de várias plantas são

consolidadas, oferecendo uma visão geral para o centro de operação.

Nível 5: decisões estratégicas organizacionais são tomadas com base nos dados recebidos neste nível (MORAES; CASTRUCCI, 2010), envolvendo a gestão financeira, desenvolvimento de produtos e estratégias de marketing e vendas.

Comunicação: também é importante ressaltar como os dados atravessam os níveis da pirâmide. A escolha do protocolo de comunicação depende de fatores como velocidade e confiabilidade, sendo que cada fase da automação pode ter diferentes necessidades. Esse tema será explorado em detalhes posteriormente.

2.1.2 Funcionalidades e benefícios

Os benefícios decorrentes da implementação de sistemas supervisórios em ambientes industriais são vastos e impactam tanto a eficiência financeira, ao adotar estratégias mais eficazes de operação e manutenção, quanto a segurança dos colaboradores. Com menos trabalhadores em campo, esses sistemas promovem uma operação mais controlada e segura, atendendo a preocupações tanto físicas quanto psicológicas dos trabalhadores. A automação reduz a necessidade de atividades repetitivas, tornando o ambiente de trabalho mais seguro e agradável.

2.1.3 Aplicações de sistemas SCADA

Os sistemas SCADA são amplamente utilizados em diversos setores industriais e de infraestrutura, permitindo o monitoramento e controle em tempo real de operações críticas. A seguir, são destacados alguns processos em que essa tecnologia é aplicada.

2.1.3.1 Pequenas usinas de energia hidrelétricas

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), frequentemente localizadas em áreas remotas, ajustam sua produção de energia de acordo com a demanda dos consumidores. O controle do fluxo de água é realizado por meio de válvulas, que direcionam a água para as turbinas para geração de energia, ou para o vertedouro, a fim de regular os níveis de água no reservatório (montante) e no curso do rio (jusante). Esse processo garante o equilíbrio hídrico e atende às exigências operacionais e ambientais.

2.1.3.2 Transmissão de energia elétrica

O controle de equipamentos como seccionadoras, disjuntores e transformadores é essencial para manter a estabilidade da rede elétrica diante das variações de demanda. Além disso, a coleta de dados em tempo real desempenha um papel crucial na previsão de consumo e no planejamento de manutenções preventivas, garantindo a confiabilidade do sistema e a continuidade do fornecimento de energia.

2.1.3.3 Produção de óleo

Na produção de óleo, o *SCADA* possibilita a supervisão dos processos de extração e transporte, adquirindo dados da operação e controlando os equipamentos com rápida adaptação às condições de campo, garantindo que operem dentro dos parâmetros estabelecidos. Isso facilita a otimização da produção e a prevenção de incidentes.

2.1.3.4 Saneamento

Sistemas *SCADA* possibilitam o monitoramento e controle processos de tratamento e distribuição de água, coleta e tratamento de esgoto, e drenagem urbana, otimizando a gestão de recursos hídricos. Por meio de sensores e atuadores, o sistema supervisiona níveis de reservatórios, vazão em adutoras, dosagem de produtos químicos, e qualidade da água, permitindo o controle em tempo real e a rápida resposta a eventos como vazamentos e variações de demanda. Isso garante eficiência na operação, prevenção de falhas e melhoria na qualidade da água.

2.1.4 Elementos do *SCADA*

No *SCADA*, os componentes principais são o *hardware* e o *software*. O *hardware* inclui equipamentos físicos como sensores, CLPs, unidades terminais remotas (do inglês *Remote Terminal Units* - RTUs), relés, roteadores e cabos, entre outros. Esses dispositivos possibilitam que a unidade terminal mestre (UTM) controle atuadores e sensores, coletando dados da planta (BAGRI; NETTO; JHAVERI, 2014).

A arquitetura do sistema *SCADA*, ilustrada na Figura 2, representa um modelo típico aplicado em plantas industriais, sujeito a adaptações conforme as tecnologias empregadas e as demandas específicas da instalação. Em uma subestação inteligente, por exemplo, as RTUs são mantidas dentro da subestação, reduzindo a necessidade de cabeamento ao utilizar fibra óptica para comunicação com a UTM por meio de protocolos avançados, como o IEC 61850.

O *software*, por sua vez, é configurado de acordo com os parâmetros que o sistema precisa monitorar e controlar. Ele interpreta as medidas coletadas pelo *hardware*, transformando-as em informações úteis para o operador. Essa comunicação entre *software* e *hardware* é essencial para o funcionamento eficiente do sistema, permitindo uma resposta rápida e precisa aos eventos monitorados.

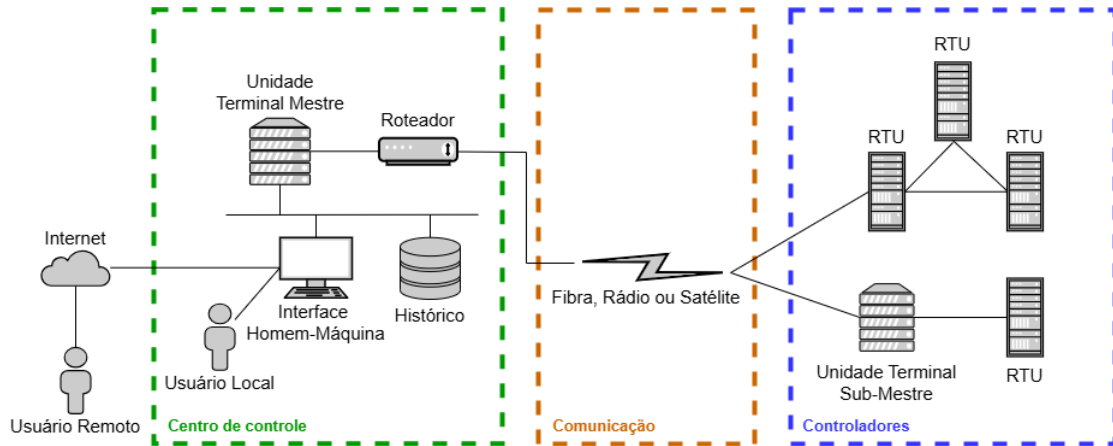


Figura 2 – Arquitetura do sistema SCADA. Fonte: Adaptado de [Guimaraes, MURILLO, AF et al. \(2013\)](#).

2.1.4.1 Sensoriamento

Em sistemas SCADA, o sensoriamento desempenha um papel essencial na coleta de dados do ambiente industrial para monitoramento e controle. Conforme definido por [Moraes e Castrucci \(2010\)](#), os sensores são dispositivos que convertem variáveis físicas, como temperatura, pressão e nível, em sinais elétricos, permitindo sua interpretação por sistemas automatizados. Eles podem ser classificados como analógicos ou digitais, realizando medições contínuas ou detectando eventos binários. Sensores discretos, por exemplo, podem ser de contato mecânico, como chaves eletromecânicas, ou sem contato, como sensores indutivos e fotoelétricos, o que aumenta a confiabilidade e reduz o desgaste.

Os sensores atuam como conversores de energia, transmitindo informações sobre fenômenos físicos para sistemas de medição. Eles podem operar tanto na entrada, transformando grandezas físicas em sinais elétricos, quanto na saída, como no caso dos atuadores, que são dispositivos de controle. Os atuadores convertem energia elétrica em movimentos mecânicos ou outras formas de energia, acionando componentes como motores e válvulas em processos automatizados ([BALBINOT; BRUSAMARELLO, 2010](#)).

A integração eficiente de sensores e atuadores é crucial para o funcionamento adequado dos sistemas SCADA, garantindo a coleta, análise e resposta a dados em tempo real. Enquanto os sensores captam medidas das variáveis vindas de campo, os atuadores realizam ajustes necessários, estabelecendo um ciclo contínuo de automação e controle. O dimensionamento correto, a calibração precisa e a escolha adequada desses dispositivos têm impacto direto na eficiência e na segurança dos processos industriais, destacando a importância de uma instrumentação precisa e confiável.

2.1.4.2 *Remote Terminal Unit (RTU)* e CLPs

O CLP e o RTU são dispositivos fundamentais na automação industrial, originados com o avanço dos circuitos integrados na década de 1960. Essas unidades evoluíram para se tornarem essenciais no monitoramento e controle de processos, oferecendo eficiência e confiabilidade. Na década de 1970, os CLPs incorporaram microprocessadores, ganhando maior robustez e versatilidade, enquanto nos anos 1980, seus recursos de comunicação foram aprimorados, permitindo integração em redes industriais (MORAES; CASTRUCCI, 2010).

Atualmente, os CLPs possuem características avançadas, como linguagens de programação de alto nível, que facilitam a interação com operadores e a transferência de programas entre dispositivos. Eles simplificam painéis elétricos, reduzindo a fiação e agilizando alterações, além de oferecerem confiabilidade operacional, permitindo modificações via software. Funções avançadas, como cálculos matemáticos e controle de qualidade, e a capacidade de comunicação em rede com outros dispositivos, como *RTUs*, otimizam a gestão da produção (MORAES; CASTRUCCI, 2010).

Segundo Moraes e Castrucci (2010), as principais características dos Controladores Programáveis são as seguintes:

- Linguagens de programação de alto nível, caracterizando um sistema bastante amigável com relação ao operador. Depois de concluído e depurado, o programa pode ser transferido para outros CLPs, garantindo confiabilidade na sua utilização.
- Simplificação nos quadros e painéis elétricos. Toda a fiação do comando fica resumida a um conjunto de entradas e saídas. Como consequência, qualquer alteração necessária torna-se mais rápida e barata.
- Confiabilidade operacional. Uma vez que as alterações podem ser realizadas através do programa aplicativo, necessitando de muito pouca ou de nenhuma alteração da fiação elétrica, a possibilidade de haver erro é minimizada, garantindo sucesso nos desenvolvimentos ou melhorias a serem implementadas.
- Funções avançadas. Os controladores podem realizar uma grande variedade de tarefas de controle através de funções matemáticas, controle da qualidade e informações para relatórios. Sistemas de gerenciamento de produção são bastante beneficiados com a utilização dos controladores.
- Comunicação em rede. Através de interfaces de operação, controladores e computadores em rede permitem coleta de dados e um enorme intercâmbio de troca de dados em relação aos níveis da pirâmide de automação.

As *RTUs*, por sua vez, são responsáveis por coletar dados de sensores e atuadores, armazenando informações como valores analógicos e status de alarmes até que a *Master Terminal Unit* (MTU) solicite esses dados (BOYER, 2004). Em sistemas SCADA, as *MTUs* operam na camada de servidor de dados, que gerencia as atividades de controle de processos, enquanto a camada do cliente, *RTUs* cuida da interação homem-máquina (DANEELS;

[SALTER, 1999](#)). Essa capacidade permite monitoramento em tempo real e execução de comandos remotos, como o acionamento de válvulas e ajuste de *setpoints* ([BOYER, 2004](#)).

A flexibilidade das RTUs é ampliada pelo uso de arquivos de configuração adaptativos, que permitem a personalização do dispositivo para diferentes aplicações sem alterar o *software* principal. Esses arquivos definem parâmetros como o número de canais de E/S, endereçamento e configurações para cálculos de fluxo, facilitando a manutenção e a atualização do sistema. Além disso, eles permitem que a RTU inicie a operação com base em condições iniciais, mesmo antes da comunicação com a estação mestre, o que é essencial em ambientes industriais onde a confiabilidade e a rapidez na implementação são cruciais ([HENG, 1996](#)).

2.1.4.3 *Master Terminal Unit (MTU)*

No cerne de um sistema SCADA reside a *MTU*, cuja função primordial abrange a coleta, o armazenamento e o processamento dos dados provenientes das *RTUs* ([BOYER, 2004](#)). Operando como a unidade mestra em uma arquitetura mestre-escravo, a *MTU* supervisiona sinais analógicos, pontos de alarme e estados, além de enviar comandos para a operação de válvulas, interruptores e outros dispositivos de campo. Além disso, a *MTU* realiza a codificação e a transmissão de informações para as *RTUs* sob demanda, assegurando o controle remoto e a supervisão abrangente do sistema ([BOYER, 2004](#)).

A interface comunicacional da *MTU* engloba modems e protocolos especializados que viabilizam a decodificação de mensagens binárias em subcampos distintos, tais como sincronização, endereçamento remoto e dados de controle ([BOYER, 2004](#)). Outrossim, a *MTU* possui a capacidade de integrar-se a sistemas mais elaborados, como as *IHMs* e os historiadores de dados, simplificando a visualização e a análise de informações por operadores humanos ([ALADE et al., 2017](#)).

Em contraste com os sistemas SCADA tradicionais, as soluções contemporâneas, a exemplo do *SCADA as a Service (SaaS)*, proporcionam maior adaptabilidade e escalabilidade, possibilitando a distribuição da *MTU* em redes de computadores em detrimento de sua centralização em um único ponto físico ([NOGUEIRA, 2022](#)). Contudo, independentemente da configuração arquitetural, a *MTU* persevera como um componente fundamental para a gestão eficaz de infraestruturas críticas, a exemplo de usinas de energia e sistemas de abastecimento hídrico ([KRUTZ, 2015](#)).

2.1.4.4 *IHM*

A Interface Homem-Máquina (IHM) constitui o elo essencial entre o operador e o sistema automatizado, permitindo a supervisão e o controle eficaz dos processos industriais. Ela é formada por componentes de software e hardware que permitem ao operador monitorar o estado do sistema, alterar variáveis e intervir quando necessário, inclusive em

situações críticas (NOGUEIRA, 2022). Por meio de gráficos e relatórios, a IHM fornece uma visão abrangente do processo, facilitando a análise de dados, a identificação de alarmes e promovendo uma gestão mais eficiente.

Em ambientes de chão de fábrica, as IHMs são projetadas com resistência para suportar fatores como umidade, poeira e variações de temperatura. A evolução tecnológica dessas interfaces trouxe avanços significativos em relação aos antigos painéis sinóticos, como a diminuição da fiação, redução da mão de obra necessária para instalação, eliminação do painel físico e maior capacidade de comando e controle (MORAES; CASTRUCCI, 2010).

A IHM desempenha papel central na automação industrial ao possibilitar a visualização de dados do processo, ajustes de parâmetros e condições operacionais. Ela integra elementos como monitores, teclas, botões, barramentos, portas de comunicação e *software*, consolidando-se como peça-chave na interação entre o ser humano e o sistema automatizado (GUTIERREZ; PAN, 2008).

2.1.4.5 Rede de comunicação

Em sistemas *SCADA*, a comunicação é fundamental para conectar os dispositivos de campo ao sistema de supervisão. A troca de informações acontece por meio de redes que ligam sensores, atuadores, CLPs/RTUs e estações de monitoramento centrais, como ilustrado na Figura 3. Os dados coletados nos dispositivos remotos trafegam por essa rede até o *software SCADA*, onde são processados e distribuídos para outros módulos. Isso possibilita a visualização em interfaces gráficas, a emissão de alertas e a geração de relatórios (SALVADOR; SILVA, 2019). A confiabilidade e eficiência da comunicação são essenciais para garantir o controle em tempo real em ambientes industriais de alto desempenho.

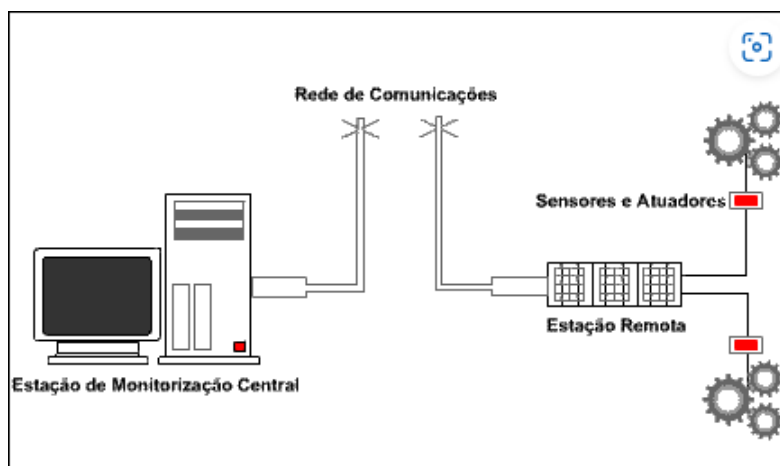


Figura 3 – Sistema de supervisão e controle. Fonte: Salvador e Silva (2019)

Para garantir essa comunicação, empregam-se protocolos industriais, conjuntos de

regras que padronizam a troca de dados entre os dispositivos. Existem protocolos proprietários, desenvolvidos por fabricantes específicos, e protocolos abertos, que promovem a integração entre equipamentos de diferentes marcas. Essa integração beneficia não apenas os usuários finais, que ganham maior liberdade de escolha, mas também fabricantes menores, ao possibilitar sua inserção em sistemas complexos. Protocolos como *Modbus*, *HART*, *Foundation Fieldbus* e *Profibus* são amplamente utilizados, apesar de suas limitações e desafios de integração. A tendência atual aponta para a adoção de redes *Ethernet* industriais em tempo real, embora ainda haja obstáculos à sua consolidação devido à complexidade e às preocupações com a segurança cibernética ([GUTIERREZ; PAN, 2008](#)).

2.1.4.5.1 Topologia

O avanço das redes de automação tem promovido a substituição de métodos tradicionais por redes digitais, mais flexíveis e integráveis graças aos protocolos padronizados. Esses sistemas abertos representam uma solução com grande potencial de expansão em diversos setores, principalmente pela sua capacidade de interoperabilidade ([GOES, 2021](#)).

A crescente digitalização também tem reduzido as barreiras entre a coleta, transporte, armazenamento e processamento de dados, aumentando a demanda por sistemas mais sofisticados e adaptáveis. No campo das transmissões de dados, destacam-se os modelos *Point-to-Point*, que estabelecem conexões diretas, e *Broadcasting*, que permitem o compartilhamento de um canal comum. Ambos possuem vantagens e limitações que influenciam diretamente a eficiência e a arquitetura da rede.

Em ambientes industriais, são geralmente empregadas redes *LAN* industriais, projetadas para suportar controle em tempo real, alta confiabilidade e imunidade a ruídos, distinguindo-se das *LANs* empresariais por requisitos mais rigorosos, como tempos de resposta em milissegundos para equipamentos críticos. A implementação inadequada pode comprometer processos essenciais, como o acionamento de dispositivos ou a resposta a alarmes ([GOES, 2021](#)).

A topologia da rede, ou sua estrutura física, é um fator determinante no desempenho dos sistemas *SCADA*. Diversas topologias, como barramento, estrela e anel, apresentam implicações específicas sobre redundância, latência e escalabilidade. A escolha da topologia depende do processo monitorado, do número de dispositivos e das distâncias envolvidas. Uma topologia bem definida contribui significativamente para a eficiência e a confiabilidade do sistema como um todo ([GOES, 2021](#)). A topologia da rede nos sistemas *SCADA* tende a ser estática, com caminhos previamente definidos entre os nós, o que favorece o controle determinístico.

A comunicação entre as RTUs e a unidade mestre pode ocorrer por meio de diversas redes de acesso de tecnologias distintas, incluindo internet, rádio, satélites ou ethernet. A

interconexão entre redes *SCADA*, ou entre uma rede *SCADA* e a rede corporativa, é realizada por *gateways*, que traduzem protocolos e fazem o cache de objetos de dados, contribuindo para a segurança e confiabilidade do sistema (GUIMARAES; MURILLO; AF *et al.*, 2013).

A comunicação típica de uma rede *SCADA* segue o modelo mestre-escravo para a troca de mensagens de controle, onde um dispositivo mestre controla a operação de um dispositivo escravo. No entanto, protocolos como PROFIBUS e DNP3 também incorporam um modelo de comunicação híbrida que inclui comunicação par-a-par (*peer-to-peer*) entre dispositivos mestres e cliente-servidor entre mestre e escravos. Além disso, alguns dispositivos podem se comunicar apenas através de mensagens de alarme e estado, e a rede *SCADA* diferencia serviços, atribuindo prioridades a mensagens críticas.

O sistema *SCADA* é um dos elementos mais importantes no controle das redes elétricas atuais, desempenhando um papel crucial nas redes elétricas inteligentes. Ele monitora e controla sensores e atuadores distribuídos geograficamente em subestações, coletando dados que são enviados às RTUs e, posteriormente, ao centro de operações *SCADA* para operadores. O *SCADA* também permite a aplicação de algoritmos de detecção de dados falsos e análise de dados, sendo que as mensagens trocadas não apresentam fortes restrições de atraso (GUIMARAES; MURILLO; AF *et al.*, 2013).

2.1.4.5.2 Protocolos de comunicação

No contexto das Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*), a comunicação entre os sistemas de controle e os dispositivos de campo é regida por protocolos e normas específicas, sendo o IEEE 1815 ou DNP3 (*Distributed Network Protocol Version 3*) e o IEC 61850 os mais relevantes (GUIMARAES; MURILLO; AF *et al.*, 2013).

O DNP3 é um protocolo de comunicação robusto, amplamente utilizado em sistemas *SCADA* para a aquisição de dados e controle, especialmente por companhias elétricas na automação de subestações. Seu método de acesso é determinístico e do tipo mestre-escravo, garantindo uma transferência confiável mesmo em meios físicos com banda estreita. Ele suporta tanto a comunicação de requisição-resposta quanto respostas não-solicitadas, permitindo que estações escravas enviem alarmes ou mensagens de erro de forma autônoma (KRUTZ, 2015). Além disso, o *DNP3* se adaptou às tecnologias da internet, utilizando *TCP/IP* para a troca de mensagens, o que permite sua conexão com redes corporativas e garante uma comunicação confiável fim a fim (GUIMARAES; MURILLO; AF *et al.*, 2013).

A evolução dos protocolos de comunicação *SCADA* tem sido marcada pela transição de sistemas analógicos e protocolos proprietários para padrões abertos, visando a compatibilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes. Nos primórdios dos sistemas

SCADA, cada fabricante definia seu próprio protocolo, resultando em uma proliferação de cerca de 100 protocolos concorrentes no início dos anos 80. Essa situação gerava grandes desafios de integração, especialmente durante a expansão de equipamentos e sistemas. A necessidade de padronização foi então amplamente reconhecida por fabricantes e empresas de energia, levando ao desenvolvimento de grupos de usuários e organizações dedicadas à criação de protocolos abertos, como o *Modbus*, que, embora inicialmente proprietário da *Modicon*, tornou-se um padrão de fato devido à sua popularidade (TEODOROWICZ, 2017).

O padrão IEC 61850 representa um avanço significativo na automação de subestações, fornecendo uma arquitetura de referência completa para a comunicação entre seus elementos. Um dos principais objetivos do IEC 61850 é garantir a interoperabilidade dos elementos dos *Sistemas de Automação de Subestações (SAS)*, que englobam controle, supervisão, proteção e monitoramento. A norma define uma linguagem para configuração de subestações (do inglês Substation Configuration Language - SCL) e estabelece sete tipos de mensagens para a troca de informações, incluindo as mensagens *GOOSE* (*Generic Object Oriented Substation Event*) e *MMS* (*Manufacturing Message Specification*).

As mensagens *GOOSE* são essenciais para a troca de dados e controle com restrições de tempo máximo de entrega entre *IEDs* (*Intelligent Electronic Devices*) dentro da própria subestação, enquanto as mensagens *MMS* são trocadas de forma assíncrona por sistemas *SCADA* com *IEDs* nas subestações, sem restrições de atraso (GUIMARAES; MURILLO; AF *et al.*, 2013). O IEC 61850 também se destaca por seu modelo de dados orientado a objetos, que permite a modelagem de diferentes funções e dispositivos, promovendo a extensibilidade do protocolo para além da subestação (TEODOROWICZ, 2017).

Em 2007, uma pesquisa realizada pela *InTech* americana revelou que aproximadamente 80% das empresas utilizavam protocolos em seus processos, sendo comum a coexistência de múltiplos protocolos em uma mesma planta industrial. Os protocolos *Foundation Fieldbus (FF)* e *Profibus* foram destacados como aqueles com participação crescente no mercado. Embora a *Ethernet* tenha sido considerada para integrar sistemas de comunicação industrial, ainda existem desafios relacionados à conectividade entre equipamentos de diferentes fornecedores (GUTIERREZ; PAN, 2008).

A evolução dos sistemas de controle, acompanhando o crescimento das unidades industriais, levou à coexistência de diversas tecnologias e protocolos em uma mesma instalação, sublinhando a importância da compatibilidade e da capacidade de comunicação entre diferentes sistemas para o controle eficiente em tempo real (GUTIERREZ; PAN, 2008).

2.2 Elipse E3

De acordo com o “Manual do Usuário do Elipse E3” da *Elipse Software*, o Elipse E3 é uma plataforma robusta para supervisão e controle de processos, projetada para apli-

cações em rede e sistemas distribuídos. Como uma solução do sistema SCADA , destaca-se por seu modelo de objetos avançado, interface gráfica intuitiva e arquitetura flexível, o que permite o desenvolvimento ágil de aplicações e a conectividade com uma variedade de dispositivos e sistemas. A plataforma utiliza tecnologias modernas de desenvolvimento de *software*, melhorando o desempenho, a produtividade e a qualidade dos processos, enquanto reduz perdas e custos operacionais (MANUAL..., 2025).

Um dos principais diferenciais do Elipse E3 é sua capacidade de coletar dados em tempo real de equipamentos de aquisição e controle, como Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), Unidades Terminais Remotas (UTRs), Placas de Aquisição de Dados (DAQs), controladores multi-loop e single-loop, centrais de incêndio e balanças, entre outros. A comunicação com esses dispositivos é realizada por meio de interfaces como RS232, RS422, RS485, rádio, modem, TCP/IP e UDP/IP, além de placas de aquisição de dados. A leitura e escrita de dados são gerenciadas por *drivers* de comunicação que utilizam protocolos padronizados (OPC) ou proprietários da *Elipse Software*, garantindo compatibilidade com diversos equipamentos industriais (MANUAL..., 2025).

Após a coleta, o Elipse E3 oferece ferramentas para visualização, análise e controle dos processos. As telas interativas permitem a criação de Interfaces Homem-Máquina (IHMs) para exibição do status dos dados em tempo real ou histórico, tanto localmente quanto via rede ou Internet. Sistemas de alarmes e eventos monitoram condições críticas, enquanto os históricos armazenam dados em bancos de dados relacionais para análise posterior. A plataforma também oferece recursos para a geração de relatórios personalizados, auxiliando na interpretação dos dados e na tomada de decisões (MANUAL..., 2025).

O Elipse E3 possui uma arquitetura distribuída, com módulos independentes que executam funções específicas e se comunicam por meio do núcleo central, o *E3 Admin*. Essa estrutura permite a execução de componentes em diferentes computadores, otimizando desempenho e escalabilidade. O conceito de Domínio facilita o gerenciamento de múltiplos servidores e projetos, possibilitando modificações e adições em tempo real sem interromper o sistema. O Elipse *E3 Viewer*, interface do cliente, permite acesso remoto a dados e telas por meio de computadores ou navegadores de *Internet*, sem necessidade de instalação local do *software* (MANUAL..., 2025). A Figura 4 mostra os principais serviços utilizados pelo *software*.

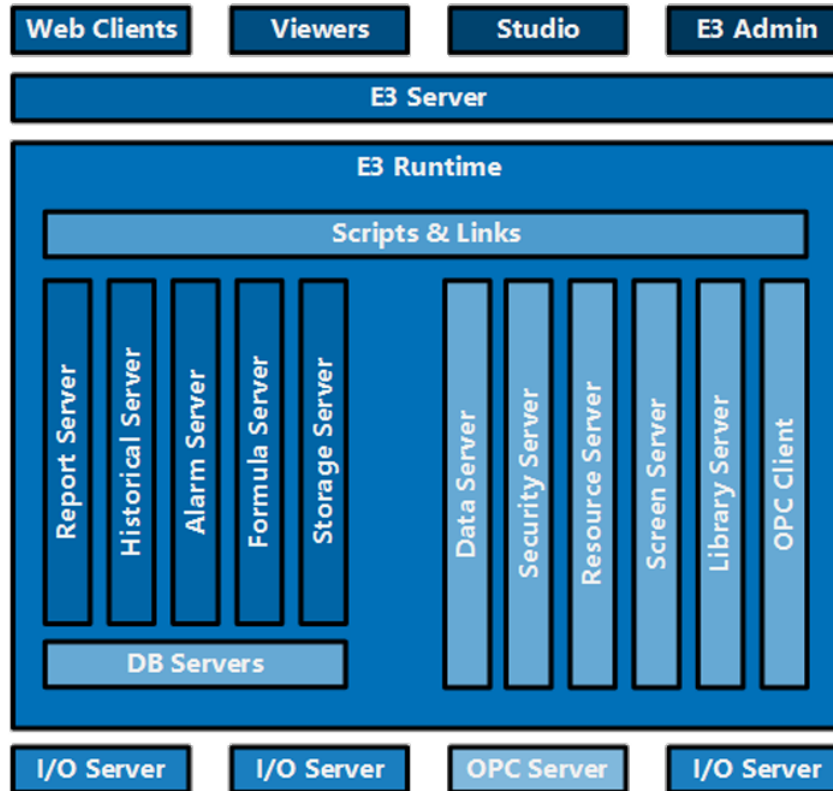


Figura 4 – Diagrama de blocos dos serviços do Elipse E3. Fonte: [MANUAL... \(2025\)](#)

O Elipse *E3 Viewer* se destaca por sua capacidade de alternância entre servidores em caso de falha, garantindo a continuidade da supervisão. A plataforma também suporta a tecnologia *Terminal Service*, permitindo acesso remoto a aplicações em servidores *Windows* via protocolo *RDP*, otimizando o desempenho em situações específicas. A Figura 5 mostra algumas arquiteturas em que se é possível aplicar o Elipse E3. A comunicação entre o Elipse *E3 Viewer* e o servidor ocorre por mensagens *TCP/IP*, oferecendo alto desempenho comparado ao *Terminal Services*, dependendo da aplicação. Além disso, o sistema de cache em disco e memória reduz o tempo de carregamento de telas e objetos, aprimorando a experiência do usuário ([MANUAL..., 2025](#)).

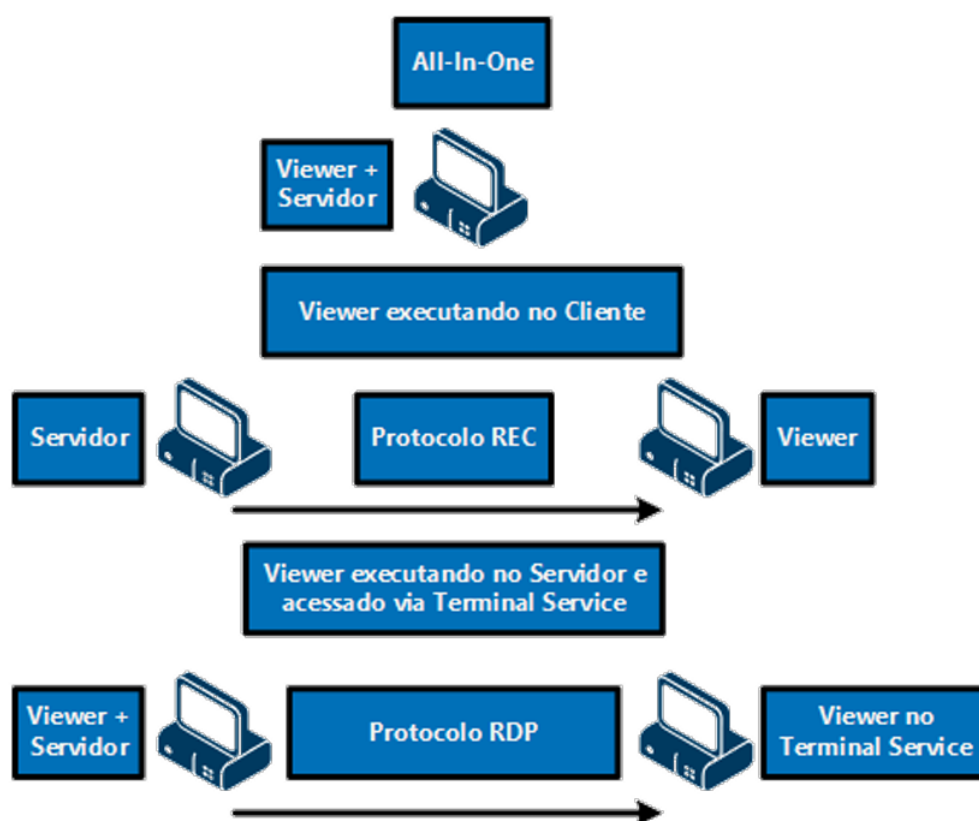


Figura 5 – Arquitetura Elipse E3. Fonte: [MANUAL...](#) (2025)

3 Desenvolvimento de uma aplicação de supervisão

O Elipse E3 Studio é a ferramenta de desenvolvimento para aplicações de supervisão no Elipse E3. Nele, é possível criar e gerenciar domínios, projetos e bibliotecas. Para começar um novo projeto, basta abrir o E3 Studio pelo menu Iniciar ou atalho na área de trabalho. Lembre-se que o dispositivo de proteção (*hardkey*) precisa estar conectado, localmente ou pela rede, se o E3 Server estiver em outro computador ([MANUAL..., 2025](#)).

3.1 Criação de domínio no Elipse E3

Ao iniciar o Elipse E3 Studio, uma janela inicial é exibida com três opções: abrir apenas o ambiente de desenvolvimento, criar um novo Domínio ou acessar um Domínio já existente, conforme ilustrado na Figura 6 ([MANUAL..., 2025](#)).

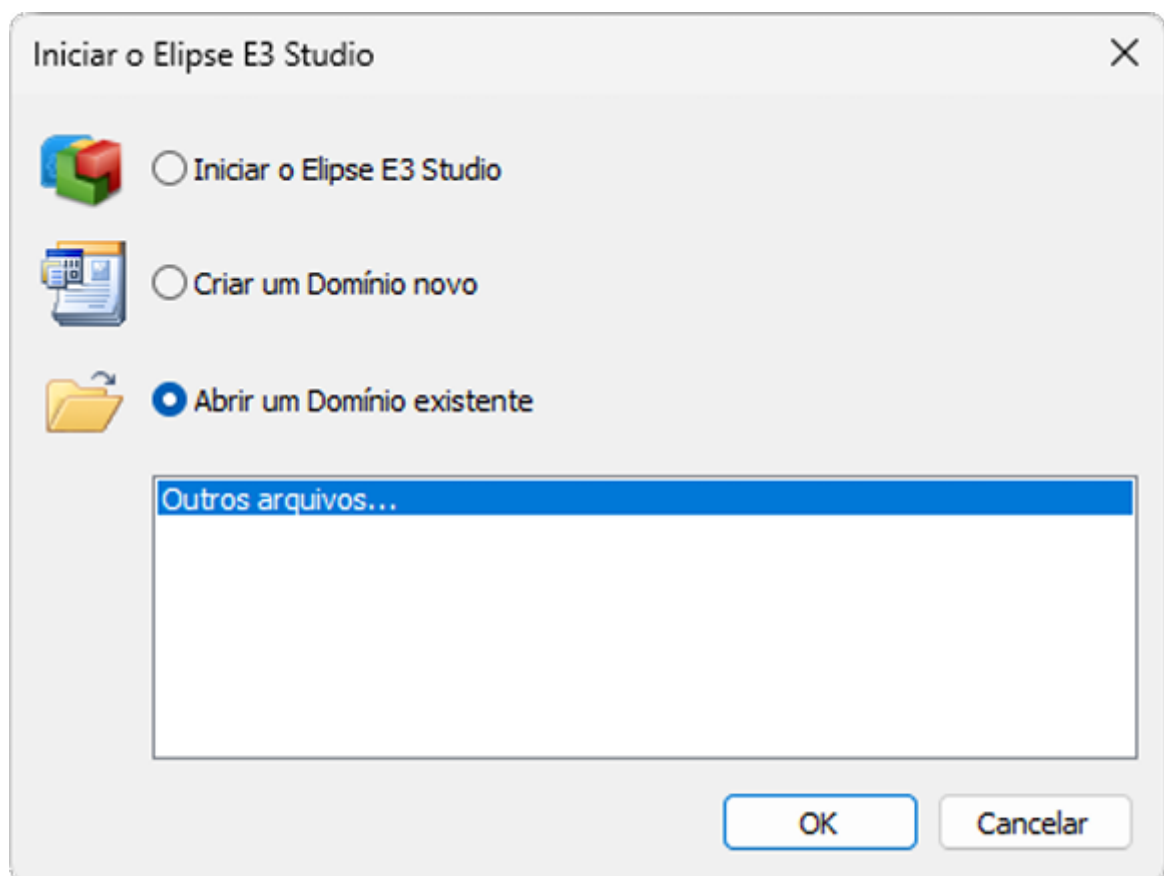


Figura 6 – Janela aberta ao iniciar o Elipse E3 Studio. Fonte: [MANUAL... \(2025\)](#)

Na tela de criação do projeto, Figura 7, é possível escolher entre três tipos de

aplicação: uma Aplicação padrão, uma Biblioteca de componentes ou uma Aplicação em branco. A Aplicação padrão já inclui elementos básicos como um Viewer, uma Tela e um Servidor de Dados, além da opção de adicionar, via assistente, um Driver de Comunicação, Banco de Dados, Servidor de Alarmes e Configuração de Alarmes. As telas de configuração desses elementos só aparecem ao escolher essa opção (MANUAL..., 2025).

A Biblioteca de componentes permite armazenar objetos reutilizáveis em outras aplicações, enquanto a Aplicação em branco inicia sem nenhum item pré-configurado. Após escolher o tipo de aplicação (.prj ou .lib), é necessário definir o nome do arquivo e o local onde o projeto será salvo. Esses campos podem ser preenchidos diretamente ou definidos por meio do botão Procurar (MANUAL..., 2025).

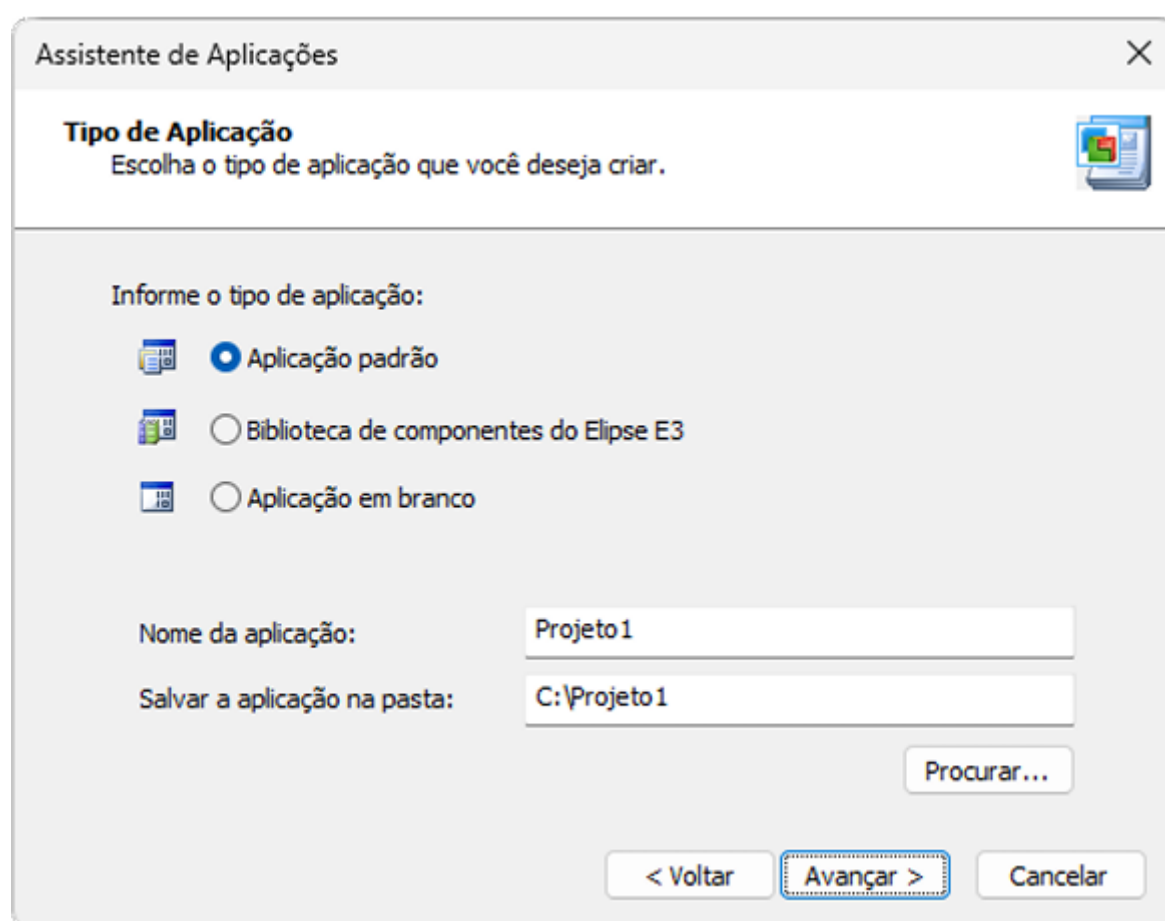


Figura 7 – Janela de opções de tipos de aplicação. Fonte: MANUAL... (2025)

Na próxima etapa, a associação do projeto ou biblioteca a um domínio é definida. É possível adicioná-lo ao domínio ativo, se houver um disponível, criar um novo domínio informando seu nome, ou simplesmente não vinculá-lo a nenhum domínio neste momento. A Figura 8 mostra as opções de vinculação ao domínio.

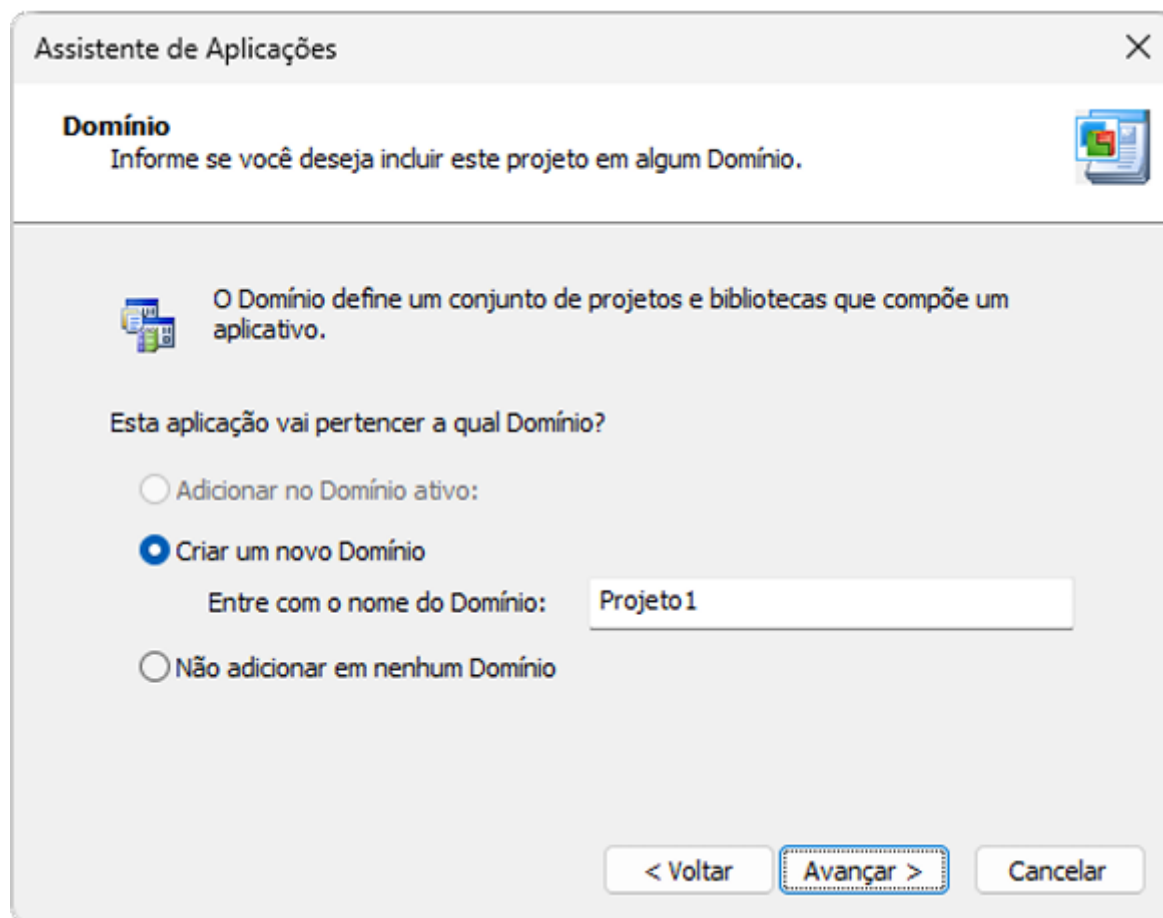


Figura 8 – Janela de opções de domínio. Fonte: [MANUAL...](#) (2025)

Já na janela ilustrada na Figura 9, é possível configurar a resolução do Elipse E3 Viewer, definindo o tamanho da tela para que as futuras telas se ajustem automaticamente. Esse ajuste pode ser feito por meio de resoluções pré-definidas ou por configurações avançadas, utilizando propriedades específicas para garantir uma visualização personalizada ([MANUAL...](#), 2025).

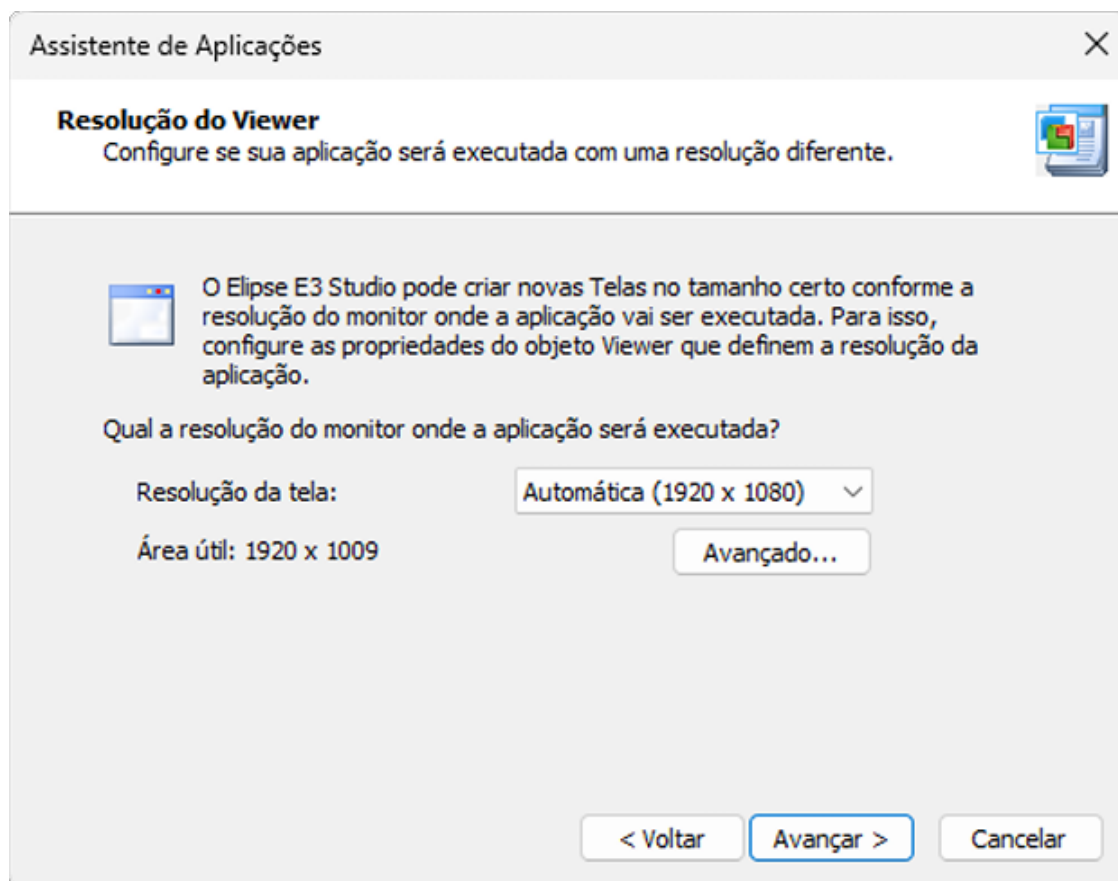


Figura 9 – Janela de opções de resolução do Elipse E3. Fonte: [MANUAL...](#) (2025)

Na etapa final da criação de um novo domínio, o usuário pode optar por incluir objetos adicionais ao projeto. É possível adicionar um Driver de Comunicação, selecionando o arquivo .dll correspondente, e um Banco de Dados, indicando o arquivo .mdb do *Microsoft Access*. Caso deseje, também pode incluir um Servidor e uma Configuração de Alarmes, com a opção de armazenar os dados em disco, desde que o banco de dados tenha sido previamente inserido. Após essas configurações, o assistente exibe uma tela final, Figura 10, confirmando a conclusão do processo ([MANUAL...](#), 2025).

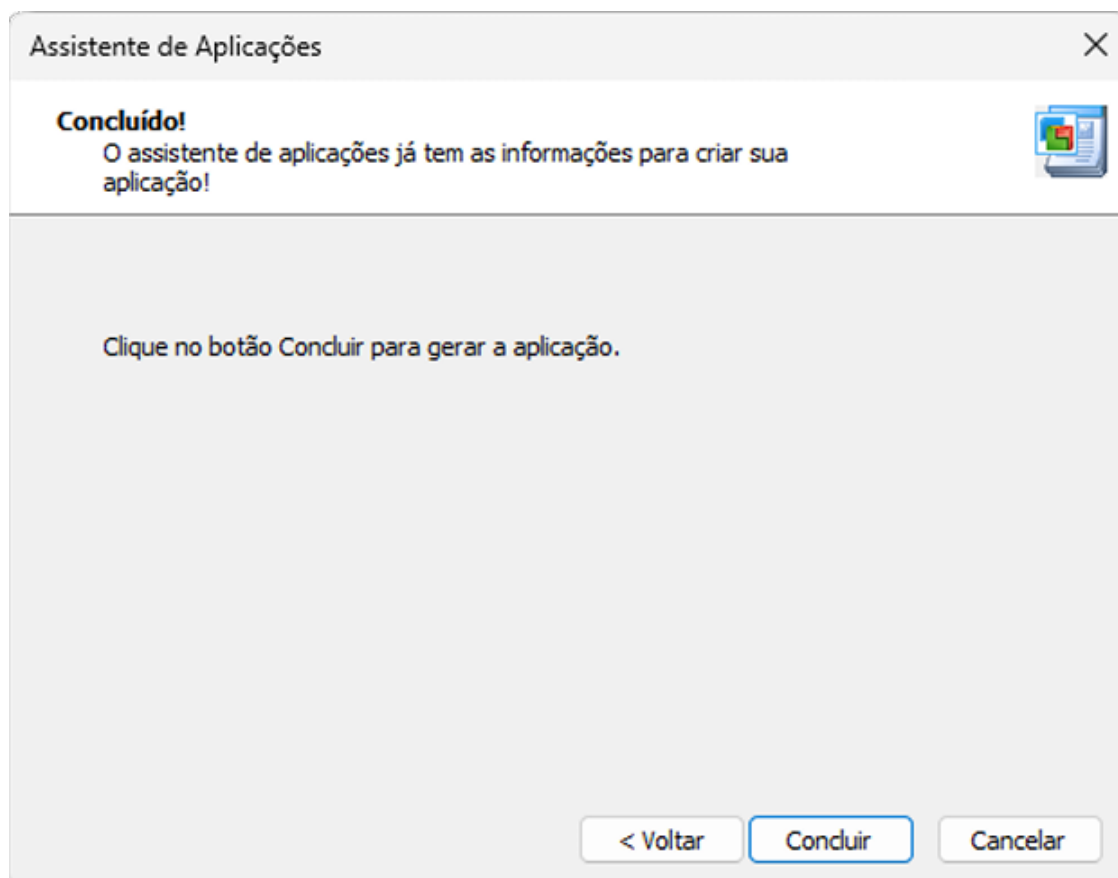


Figura 10 – Janela final da criação de domínio do Elipse E3. Fonte: [MANUAL...](#) (2025)

3.2 Configurações do domínio

Após a criação do domínio, é fundamental configurar usuários e senhas conforme as necessidades da aplicação. O desenvolvedor deve possuir um usuário com permissões específicas para iniciar e parar o domínio. Para maior controle, é recomendável restringir o acesso a comandos como atualizações do domínio para os operadores. Além disso, podem ser criadas outras classes de usuários, como supervisores e técnicos de manutenção, com diferentes níveis de acesso a telas e funcionalidades da aplicação.

3.2.1 Componentes do domínio

Os arquivos de projeto (.prj) servem como o principal contêiner de um sistema SCADA, armazenando todos os objetos como Tags, Telas e Alarmes. Sua organização é flexível, permitindo que um projeto seja dividido em vários arquivos, cada um ativado de forma independente. Já os arquivos de biblioteca (.lib) são usados para armazenar objetos reutilizáveis, chamados ElipseX, que podem ser criados pelo usuário e importados para os arquivos de projeto, garantindo padronização e eficiência no desenvolvimento ([MANUAL...](#), 2025).

3.3 Elipse E3 Viewer

O objeto Viewer é a principal interface para visualizar e operar a aplicação em tempo de execução. Ele pode ser acessado de qualquer máquina na rede que tenha o E3 Server, tornando-se uma IHM com a única necessidade de ter o Elipse E3 Viewer instalado. No entanto, é importante notar que apenas um objeto Viewer pode existir por domínio.

Conforme ilustrado na Figura 11, o Viewer pode exibir a aplicação em diversas divisões de tela pré-estabelecidas. No entanto, é importante notar que o desenvolvedor tem a flexibilidade de programar janelas *pop-up* que não seguem as divisões do quadro principal. Essa funcionalidade permite exibir informações adicionais ou interações específicas sem alterar o layout da tela principal.

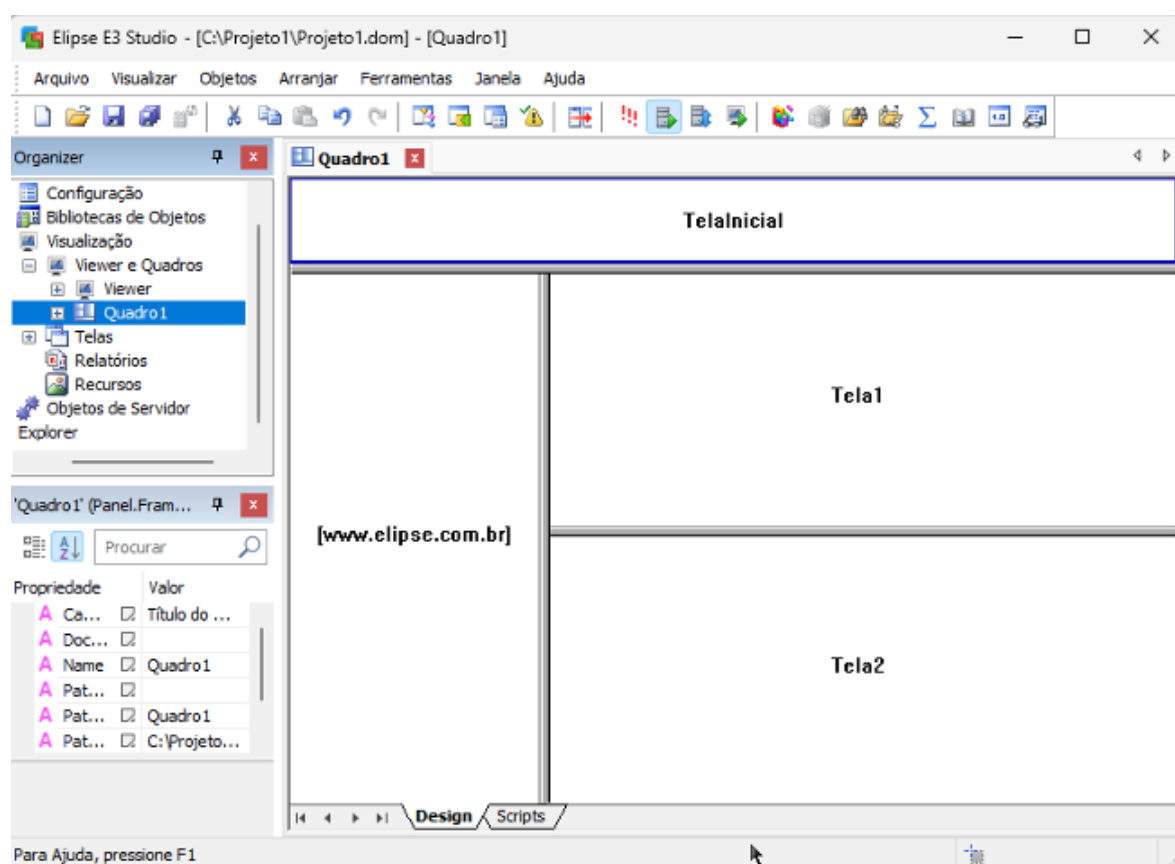


Figura 11 – Divisões do Elipse E3 Viewer no Studio. Fonte: [MANUAL...](#) (2025)

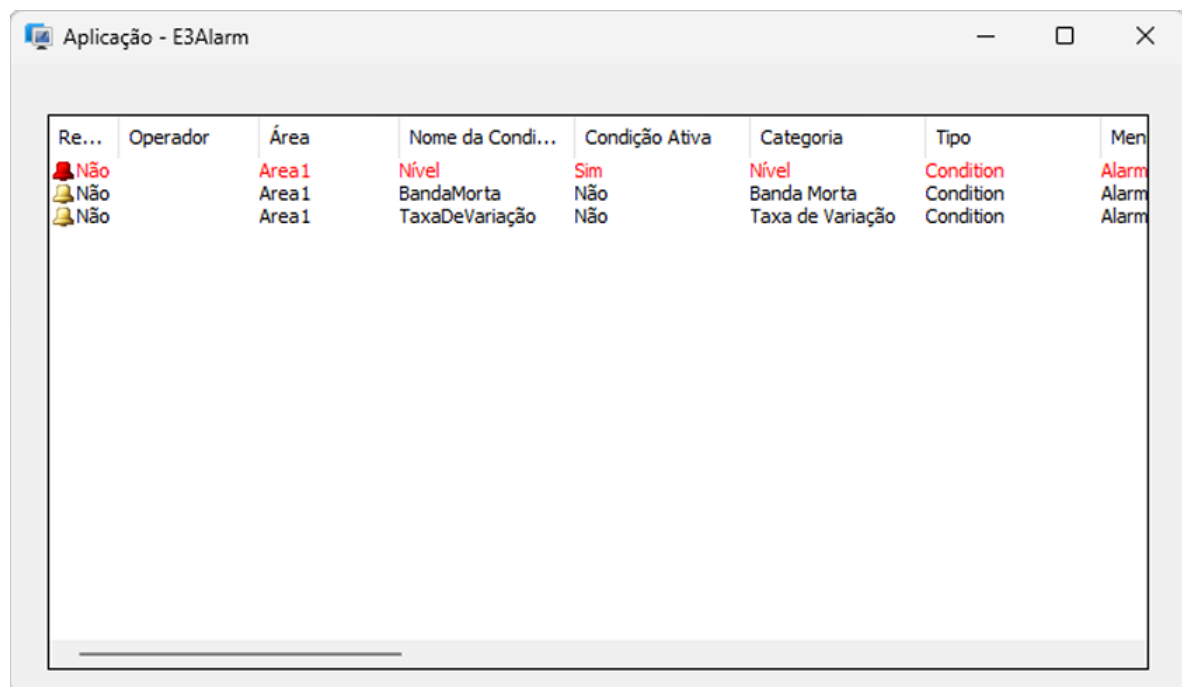
3.4 Alarmes no Elipse E3

O Elipse E3 dispõe de um conjunto abrangente de objetos voltados ao monitoramento e à gestão de alarmes. No núcleo desse sistema está o Servidor de Alarmes, responsável por centralizar todas as informações. As Fontes de Alarme, que podem ser analógicas, digitais ou baseadas em taxa de variação, constituem a base da configuração, pois nelas são definidos os tipos de eventos e suas condições de disparo. Cada fonte inclui

propriedades fundamentais, como o nível de Severidade (crítica, alta, média ou baixa), o Texto da Mensagem que descreve a ocorrência, além da opção de exigir ou não o Reconhecimento por parte de um operador para a normalização do alarme.

Para lidar com grandes volumes de informações, o sistema utiliza as Áreas de Alarme, que permitem organizar grupos de fontes ou até mesmo outras áreas hierarquicamente. Esse recurso torna a operação mais intuitiva, ao facilitar a visualização de alarmes de equipamentos relacionados e agilizar o processo de gerenciamento. Através das áreas, o operador pode filtrar alarmes exibidos, habilitar ou desabilitar grupos de fontes e reconhecer múltiplos alarmes simultaneamente, aumentando a eficiência operacional.

Complementarmente, o Eclipse E3 disponibiliza ferramentas para o consumo programático das informações de alarme. O Filtro de Alarmes é um exemplo importante, permitindo a definição de critérios avançados de seleção. A Figura 12 mostra como essa seleção é visualizada em *run time*. Diferente de uma interface gráfica, o resultado dessa filtragem pode ser acessado por meio de contadores de alarme ou pela coleção de eventos, viabilizando sua integração com lógicas de automação e relatórios. Essa flexibilidade garante um gerenciamento de eventos mais completo e adaptado às necessidades de cada aplicação (MANUAL..., 2025).



The screenshot shows a window titled 'Aplicação - E3Alarm'. Inside, there is a table with the following columns: 'Re...', 'Operador', 'Área', 'Nome da Condi...', 'Condição Ativa', 'Categoria', 'Tipo', and 'Men'. The table contains three rows of data:

Re...	Operador	Área	Nome da Condi...	Condição Ativa	Categoria	Tipo	Men
Não		Area1	Nível	Sim	Nível	Condition	Alarm
Não		Area1	BandaMorta	Não	Banda Morta	Condition	Alarm
Não		Area1	TaxaDeVariação	Não	Taxa de Variação	Condition	Alarm

Figura 12 – O E3Alarm serve como interface para o monitoramento e reconhecimento de alarmes. Fonte: MANUAL... (2025)

4 Estudo de caso: usina hidrelétrica

4.1 Sistema SCADA para plantas hidrelétricas

Uma aplicação *SCADA* típica é composta pelo nível da planta (Nível 2 ou N2) e pelo nível do centro de operações (Nível 3 ou N3). O Elipse E3 possibilita a distribuição da aplicação em diferentes servidores, permitindo que o módulo *E3 Server* do N2 seja executado em um servidor distinto do módulo *E3 Viewer* do N2. Em plantas de grande extensão, essa funcionalidade é essencial para viabilizar o controle da usina a partir de diferentes locais, evitando a limitação de um único ponto de operação.

Essa flexibilidade também se aplica ao N3, onde a aplicação pode ser executada em múltiplos servidores, distribuídos entre diversas mesas de operadores. Além disso, devido ao grande volume de dados processados pelo centro de operações, pode ser necessário dedicar um servidor exclusivamente ao banco de dados, garantindo maior robustez e segurança à aplicação.

Conforme o tamanho da planta, pode ser necessário dividir a base de dados entre vários servidores, seja para equilibrar a carga de processamento, seja pela distância dos equipamentos de controle. Nesses cenários, é possível criar aplicações *gateway*, nas quais o módulo *E3 Server* coleta dados das *RTUs* e os repassa para outra aplicação Elipse E3. Assim, os dados são compilados e exibidos pelo módulo *E3 Viewer*.

Outro recurso amplamente utilizado na indústria é a implementação de servidores de *backup* para cada aplicação Elipse E3. Esse *backup*, denominado *stand by*, assegura a disponibilidade contínua dos dados. Embora o Elipse E3 e os sistemas operacionais utilizados sejam altamente confiáveis, é essencial contar com um plano de contingência para eventuais falhas. O *stand by* também pode ser acionado em casos de falha de rede, com uma configuração específica de IPs que permite à aplicação detectar quando o servidor principal (*Hot*) está inoperante e assumir automaticamente a execução.

O modelo ilustrado na Figura 13 exemplifica a arquitetura *SCADA* em uma planta hidrelétrica. O servidor que executa o módulo *E3 Server* também funciona como banco de dados e IHM. Uma máquina de configuração idêntica serve como reserva em caso de falhas no servidor principal ou na rede. Além disso, múltiplos módulos *E3 Viewer* podem ser conectados à aplicação em execução. Esses IHMs estão posicionados estrategicamente, como na casa de força, permitindo controle total ou parcial da usina, conforme a permissão do operador.

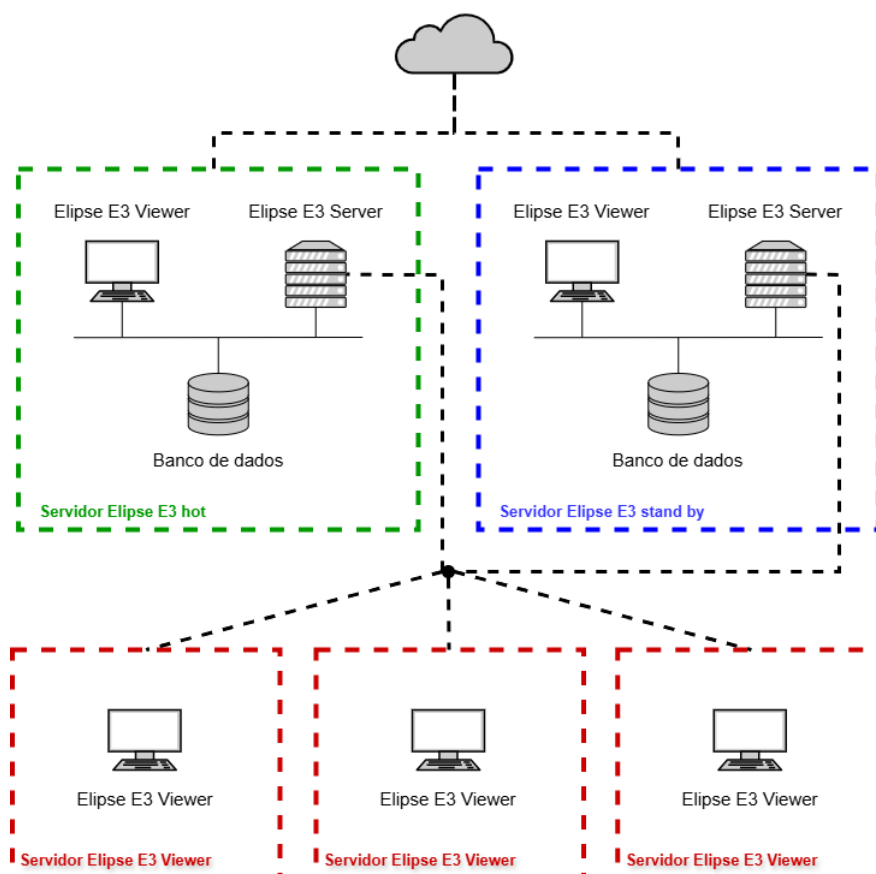


Figura 13 – Arquitetura do sistema SCADA da planta hidrelétrica. Fonte: autoria própria

A padronização do projeto deve ser definida logo na criação do domínio, pois um padrão bem estabelecido facilita a manutenção e a inclusão de novas ferramentas sem impactos negativos para o cliente. A organização modular de bibliotecas, projetos de base de dados e outros componentes permite que o desenvolvedor reutilize elementos intuitivamente em diferentes projetos.

O Elipse E3 possibilita a programação em *VBScript*, permitindo a importação de listas de pontos a partir de planilhas, o que simplifica a criação da base de dados em comparação com a inserção manual.

Com a arquitetura de rede e o projeto de automação dos relés definidos, o desenvolvedor pode consultar os manuais dos fabricantes para identificar as medidas disponíveis e as automações que podem ser simuladas ou implementadas no Elipse E3 sem comprometer o sistema. Automações críticas, como proteções, devem ser executadas diretamente pelos relés, pois seu tempo de resposta é significativamente menor do que qualquer sinal enviado pela *MTU*.

4.2 Sistema SCADA da usina X

4.2.1 Características da PCH X

Por questões de confidencialidade, não serão divulgados o nome real da PCH nem da empresa responsável. Para fins deste trabalho, será utilizada a denominação fictícia “Usina X”, pertencente à “Empresa Alpha”.

A Usina X é composta por três turbinas hidráulicas de igual capacidade, cada uma com 10.500 kVA e 13.800 V. A montante apresenta nível de água em torno de 500 m, enquanto a jusante situa-se em aproximadamente 235 m, resultando em uma queda bruta de cerca de 265 m. O controle de nível é realizado principalmente pelas turbinas, mas há também três comportas auxiliares destinadas a essa função.

Entre os equipamentos de maior relevância da Usina X destacam-se o transformador, o disjuntor de linha e os três disjuntores das turbinas. Estes últimos permitem isolar individualmente cada turbina quando necessário, enquanto o disjuntor de linha, ao reunir as três saídas, possibilita o desligamento completo da usina em relação às subestações receptoras da energia gerada.

Para a realização das manobras de partida e desligamento, é indispensável seguir as precauções estabelecidas pelo manual do fabricante, como a observância das faixas de operação e dos limites de temperatura do óleo, do estator e do núcleo. Esses procedimentos devem ser cumpridos tanto na operação local quanto na remota e, além disso, são implementados nos equipamentos de controle de nível 1, como os CLPs, garantindo que apenas condições seguras permitam a execução das manobras.

O sistema SCADA pode incorporar ainda barreiras de segurança, responsáveis por intertravamentos que impedem comandos quando determinadas condições não são atendidas. Em situações específicas, essas barreiras podem ser sobrepostas pelo operador, desde que este tenha plena ciência dos riscos associados.

Além da operação pelos níveis 2 e 3, o SCADA possibilita também um modo de auto operação, em que o processo é conduzido de forma automática. Nesse caso, o operador apenas ajusta alguns parâmetros fundamentais, como o nível de água a montante e jusante, a potência desejada, e as turbinas habilitadas à geração, entre outros.

Esse tipo de operação assistida oferece maior flexibilidade, uma vez que o operador não precisa intervir continuamente em partidas e desligamentos a cada variação de nível. Assim, sua atenção pode se concentrar na verificação das condições gerais de operação e em eventos críticos que demandem maior análise e tomada de decisão.

4.2.2 Topologia de rede

O diagrama de rede simplificado, representado na Figura 14, demonstra os equipamentos utilizados e suas interconexões. A topologia adotada é do tipo estrela, onde os dispositivos são conectados a um ou mais pontos centrais.

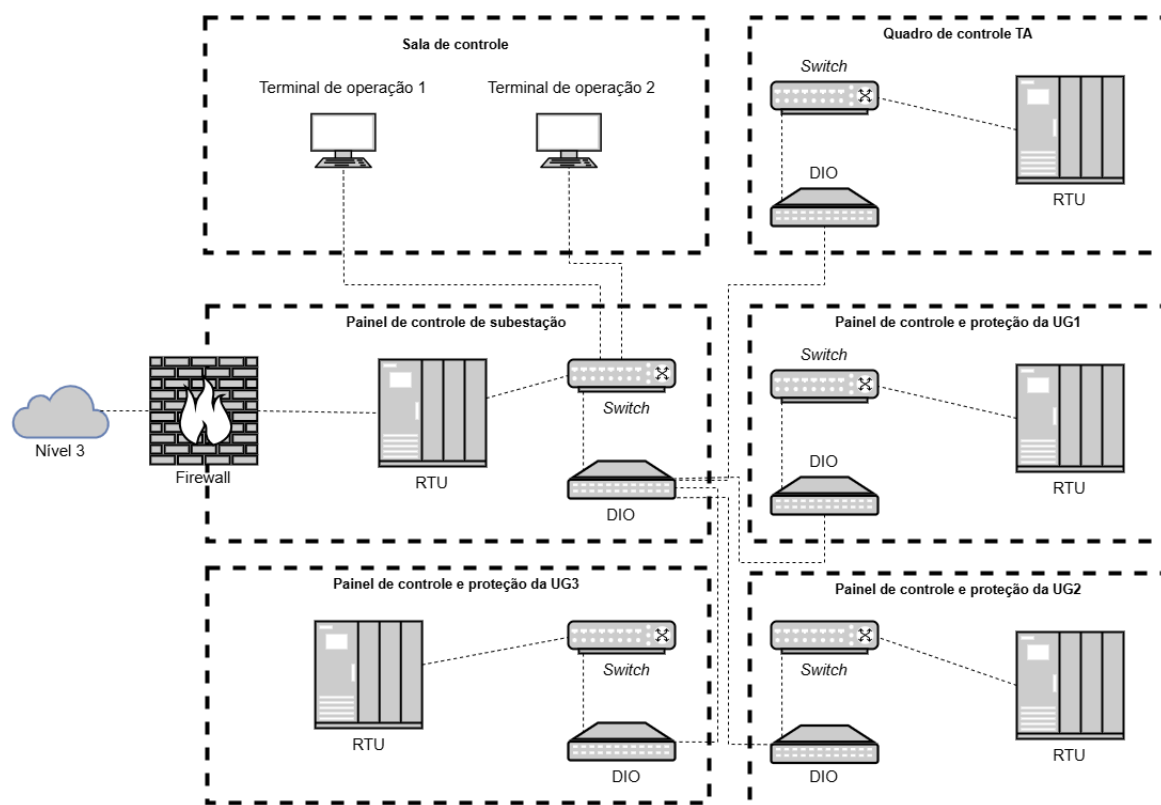


Figura 14 – Arquitetura de rede da planta hidrelétrica. Fonte: Autoria própria

A principal vantagem da topologia em estrela é a alta confiabilidade, pois uma falha generalizada só ocorre se o ponto central, o *switch*, deixar de funcionar. No caso do estudo, essa confiabilidade é ainda maior devido à presença de um *switch* reserva, configurado para assumir automaticamente em caso de falha do equipamento principal, garantindo a continuidade da comunicação.

Em falhas locais, a identificação e a resolução dos problemas são rápidas, já que cada dispositivo possui uma conexão independente com o núcleo da rede. Além disso, essa estrutura facilita a expansão, permitindo adicionar ou remover dispositivos sem comprometer o funcionamento do restante da rede. No entanto, é importante considerar que o desempenho e a disponibilidade dependem diretamente da integridade e da capacidade do equipamento central e de seu respectivo backup.

Além dos equipamentos controle principais da usina, como os CLPs das Unidades Geradoras, da Tomada D'água e do Painel de Controle, há também dispositivos auxiliares de menor porte, entre eles o Controlador de Automação em Tempo Real (RTAC). Trata-se

de um controlador compacto, que dispõe de banco de dados próprio e de uma interface gráfica integrada em sua estrutura. A Figura 15 apresenta a IHM do RTAC ([SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2025](#)).



Figura 15 – Controlador de automação em tempo real (RTAC). Fonte: [Schweitzer Engineering Laboratories \(2025\)](#)

A comunicação na rede de automação é estruturada em duas camadas principais. Entre os equipamentos de campo e as RTUs, a comunicação é feita por fibra óptica. Já a troca de dados entre as RTUs e o sistema SCADA central utiliza a infraestrutura TCP/IP, empregando os protocolos Modbus e IEC 60870-5-104.

A escolha dos protocolos foi estratégica e alinhada às necessidades específicas de cada RTU. O Modbus é utilizado nas RTUs das Unidades Geradoras (UGs) e da Tomada D'água (TA), sendo valorizado por sua simplicidade e baixo custo de implementação. Por outro lado, o protocolo IEC 60870-5-104 é empregado na RTU da Subestação (SE), destacando-se por sua robustez e confiabilidade na comunicação de dados de grandezas elétricas ([TEODOROWICZ, 2017](#)).

Uma das principais vantagens do IEC 60870-5-104 é a inclusão de um *timestamp* em cada medição transmitida. Esse recurso é fundamental para a análise de eventos, como o disparo de proteções de transformadores e disjuntores. No caso do Modbus, o sistema só registra o horário em que a medição chega ao SCADA central, podendo gerar inconsistências devido à latência entre os dispositivos de campo e o MTU. A precisão temporal oferecida pelo IEC 60870-5-104 é indispensável para a correta reconstituição da sequência de eventos e para o diagnóstico da causa-raiz de desligamentos inesperados.

4.3 Configuração dos drivers Modbus

A configuração de um Driver Modbus no Elipse E3 inicia-se pela definição da interface de comunicação, que estabelece o canal físico e o protocolo de transporte (Modbus RTU via Serial RS-485 ou Modbus TCP via Ethernet) entre o servidor e os equipamentos de campo. No ambiente de configuração do objeto Driver, o desenvolvedor deve parametrizar aspectos críticos como o timeout de resposta, o intervalo de polling (varredura) e o modo de endereçamento (0-based ou 1-based). Essa etapa garante que a sincronia de dados respeite a capacidade de processamento do CLP e a largura de banda da rede disponível.

No nível lógico, a comunicação é estruturada através das Tags de Comunicação, que funcionam como o vínculo direto entre o banco de dados do SCADA e os registros de memória do hardware. Cada Tag utiliza quatro parâmetros fundamentais (N1 a N4) para sua identificação: o N1 define o ID do escravo na rede; o N2 determina o Function Code (como o código 3 para leitura de Holding Registers ou o código 1 para Coils); o N3 atua como um parâmetro adicional de deslocamento ou seleção; e o N4 aponta para o endereço específico do registro de memória que contém a informação bruta.

Para garantir a precisão das medidas analógicas, como o nível do reservatório ou a temperatura dos mancais, o driver permite a configuração de Escalonamento (Scaling) e o tratamento de tipos de dados complexos. Como o protocolo Modbus nativo opera majoritariamente com registros de 16 bits, medidas que exigem maior resolução são configuradas como Float ou Int32, ocupando dois registros consecutivos que o Elipse E3 combina automaticamente. Após essa leitura, o software aplica uma conversão linear para transformar o valor digital bruto na unidade de engenharia correspondente, preparando o dado para o consumo pelas lógicas de alarme e telas de operação.

Na lista de pontos, são parametrizados os índices fundamentais para cada medida. O N1 pode ser mantido como padrão para toda a usina, uma vez que cada objeto driver utiliza apenas um escravo específico; já para os parâmetros N2, N3 e N4, utiliza-se a documentação técnica fornecida pelo fabricante do equipamento, onde constam as informações de cada medida aquisitada. Outro ponto relevante na configuração é a definição da porta de conexão. No sistema em questão, todos os drivers operam via Modbus TCP sobre Ethernet; embora a porta padrão seja a 502, esse valor pode ser alterado para permitir a aquisição de mais de um driver no mesmo equipamento ou para atender a padronizações específicas de segurança e rede do cliente.

4.4 Lista de pontos do sistema SCADA na usina X

De forma simplificada, as RTUs recebem centenas de entradas dos mais diversos sensores, e após o tratamento dos sinais pela lógica de controle programada internamente, enviam os dados para os módulos de saída. A quantidade de pontos de entrada e saída vai depender da robustez do equipamento utilizado, mas o endereçamento precisa ser fixo, e uma vez que o equipamento foi comissionado, não deve ser alterado.

A lista de pontos do sistema SCADA para a PCH X foi desenvolvida em alinhamento com os padrões de engenharia da Empresa Alpha, garantindo total compatibilidade e consistência com os sistemas já em operação em outras plantas da empresa.

Por exemplo, a medida “PotAt”, com a descrição “Potência Ativa”, com a unidade de engenharia “MW”, segue a mesma nomenclatura e configuração já utilizadas em outros empreendimentos da empresa, facilitando a padronização e a fácil integração.

Após a Empresa Alpha fornecer o mapeamento detalhado de I/O (Entrada e Saída) dos CLPs, o documento final foi estruturado em uma planilha de pontos. Essa planilha foi segmentada por tipo de medida, analógicas, discretas, comandos e setpoints, para otimizar a visualização e a configuração no sistema SCADA.

As Tabelas 1 e 2 exemplificam como a padronização dos equipamentos de campo simplifica o trabalho de configuração de um sistema SCADA. Como as três unidades geradoras (UGs) são idênticas, é possível configurar os pontos de medição para uma UG e, em seguida, simplesmente copiar e replicar a configuração para as demais. O ponto de velocidade de rotação da turbina, por exemplo, tem a mesma configuração para a UG1, UG2 e UG3, o que economiza tempo e minimiza erros.

Tabela 1 – Lista de pontos analógicos da Usina X (Parte 1 – Identificação).

Nome do Ponto	Descrição	Endereço Modbus	Fator de Conversão
X.TA.NvlRes	Nível de água no reservatório	30001	0.01
X.TA.VazCdtForc	Vazão de água no conduto forçado	30002	0.1
X.TA.PresMont	Pressão de água a montante da turbina	30003	0.5
X.SE.TempAmb	Temperatura ambiente na subestação	30008	0.1
X.UG1.TurVel	Velocidade de rotação da turbina	40001	1
X.UG1.GenPotMW	Potência elétrica de saída do gerador	40002	1
X.UG1.GenPotkVA	Potência aparente do gerador	40004	1
X.UG1.GenCorFA	Corrente na fase A do gerador	40006	1
X.UG1.GenTenFAB	Tensão entre as fases A e B do gerador	40008	1
X.UG1.PresJus	Pressão de água a jusante da turbina	30004	0.5
X.UG1.PosPalhetas	Posição das palhetas do distribuidor	40010	0.01
X.UG1.TempMancal	Temperatura do mancal principal	30005	0.1
X.UG1.PresOIHid	Pressão do óleo no sistema hidráulico	30006	0.1
X.UG1.TrafoTempEnrol	Temp. do enrolamento do transformador	30007	0.1
X.UG1.VibrTurX	Vibração da turbina no eixo X	30009	0.01
X.UG2.TurVel	Velocidade de rotação da turbina	40001	1
X.UG2.GenPotMW	Potência elétrica de saída do gerador	40002	1
X.UG2.GenPotkVA	Potência aparente do gerador	40004	1
X.UG2.GenCorFA	Corrente na fase A do gerador	40006	1
X.UG2.GenTenFAB	Tensão entre as fases A e B do gerador	40008	1

Tabela 2 – Lista de pontos analógicos da Usina X (Parte
2 – Parâmetros operacionais).

Nome do Ponto	Unidade de Engenharia	Tempo de Aquisição	Condição de Alarme	Histórico
X.TA.NvlRes	metros	5000ms	Muito Baixo, Baixo, Alto, Muito Alto	Sim
X.TA.VazCdtForc	m ³ /s	2000ms	Alto	Sim
X.TA.PresMont	kPa	2000ms	Alto	Sim
X.SE.TempAmb	°C	10000ms	-	Sim
X.UG1.TurVel	RPM	1000ms	Alto	Sim
X.UG1.GenPotMW	MW	1000ms	Alto	Sim
X.UG1.GenPotkVA	kVA	1000ms	Alto	Sim
X.UG1.GenCorFA	A	1000ms	Alto	Sim
X.UG1.GenTenFAB	V	1000ms	Alto	Sim
X.UG1.PresJus	kPa	2000ms	Alto	Sim
X.UG1.PosPalhetas	%	1000ms	-	Sim
X.UG1.TempMancal	°C	5000ms	Alto, Muito Alto	Sim
X.UG1.PresOIHid	kPa	2000ms	Baixo	Sim
X.UG1.TrafoTempEnrol	°C	5000ms	Alto	Sim
X.UG1.VibrTurX	mm/s	2000ms	Alto	Sim
X.UG2.TurVel	RPM	1000ms	Alto	Sim
X.UG2.GenPotMW	MW	1000ms	Alto	Sim
X.UG2.GenPotkVA	kVA	1000ms	Alto	Sim
X.UG2.GenCorFA	A	1000ms	Alto	Sim
X.UG2.GenTenFAB	V	1000ms	Alto	Sim

Essa eficiência é viabilizada pela topologia de rede em estrela, onde o *driver* Modbus TCP/IP de cada UG se diferencia apenas pelo seu endereço IP. Essa configuração é realizada na aba de configuração do Elipse E3, conforme mostrado na Figura 16, no campo *Main IP*. Se a topologia utilizada fosse em série, o endereço do equipamento também precisaria ser incluído na lista de pontos, o que tornaria a configuração mais complexa.

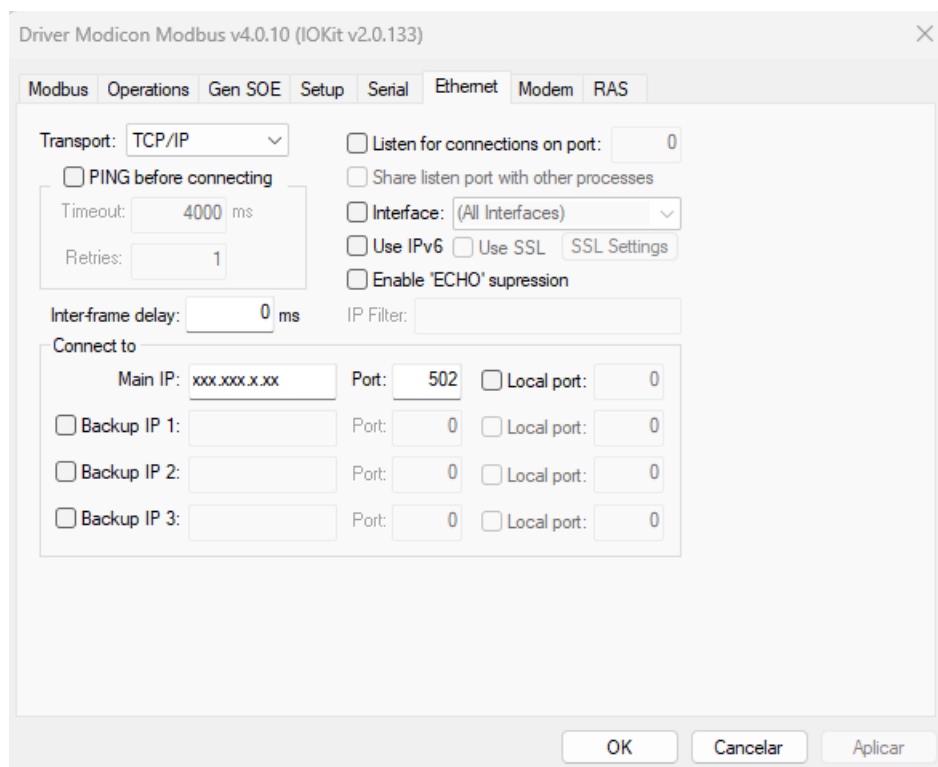


Figura 16 – Configuração do IP do equipamento de controle no *driver* Modbus no *software* Elipse E3. Fonte: Autoria própria

Uma vez estabelecida a comunicação e o endereçamento das variáveis de campo, o sistema passa a processar essas informações para fins de supervisão e segurança. Esse processamento envolve a vinculação das Tags de comunicação a domínios de alarmes, onde os valores brutos recebidos via Modbus são confrontados com parâmetros operacionais pré-definidos na base de dados do projeto.

Embora as tabelas tenham sido cortadas por seu tamanho, as colunas omitidas incluíam a criticidade dos alarmes (baixa, média, alta e crítica) e suas condições, que exigem a configuração de limites. Por exemplo, o nível do reservatório além de ter condições de alarme para “muito baixo”, “baixo”, “alto” e “muito alto”, também conta com um valor de limite específico para cada condição.

Os alarmes também podem ser configurados apenas como eventos, sem aparecer na tela de alarmes. Além de eventos do domínio (como *login* ou *logoff* de operador), medidas menos críticas, como alguns passos da sequência de partida/parada das UGs e sensores reservas de nível de reservatórios, são classificadas apenas como eventos.

Além das medidas de campo, existem as medidas calculadas, criadas no sistema SCADA por necessidade do cliente ou para simplificar a medição. Um exemplo comum é o cálculo da vazão total a jusante, somando as vazões turbinadas (que passam pelas turbinas), vazão vertida (pelo vertedouro) e vazão sanitária (fluxo mínimo para o rio).

Medidas calculadas também podem ser usadas para diagnosticar falhas, como falha de comunicação de um *driver* específico ou do complexo inteiro, e para auxiliar a operação, como atuar o freio de uma UG quando ela já está parada. Essas medidas devem ser planejadas e listadas antes da implementação do sistema.

Uma prática recomendada é evitar a repetição de informações na descrição do ponto que já estão implícitas na hierarquia. Isso otimiza a visualização para o operador. Durante a análise de um alarme, a hierarquia completa já oferece o contexto do equipamento e da área. Portanto, a descrição deve focar apenas nos detalhes específicos e essenciais da medida, eliminando dados redundantes.

4.5 Operação desassistida

Na PCH X, a operação desassistida é implementada a partir da lógica de controle desenvolvida diretamente no SCADA de nível 3, por meio de uma lógica programada em VBScript. O controlador PID utiliza como *setpoint* o nível montante e a potência ativa requerida. A partir dessas variáveis, são determinadas as ações de controle sobre as unidades geradoras (UGs) em operação, ajustando a abertura das comportas e a operação das UGs conforme uma hierarquia de prioridade previamente definida pela operação. Essa estratégia garante a utilização otimizada dos equipamentos disponíveis e a estabilidade dos parâmetros de geração.

O sistema oferece três modos distintos de operação: manual, sem atuação do controle automático; semi-automático, no qual a abertura de comportas e a partida ou parada das máquinas somente ocorrem mediante autorização dos operadores; e automático, no qual o processo é conduzido de forma totalmente autônoma, com o SCADA assumindo o controle integral. Em todos os modos, é necessário que a operação defina os valores de referência para os níveis de reservatório e para a potência ativa desejada. Além disso, o operador pode retirar da lógica qualquer UG ou comporta que esteja indisponível, seja por manutenção preventiva, corretiva ou falha operacional.

Na operação automática, o SCADA realiza todo o gerenciamento, cabendo à equipe de operação apenas o acompanhamento dos alarmes e eventos gerados pelo sistema. Esse modelo de supervisão garante agilidade nas respostas a variações hidráulicas e elétricas, além de reduzir a necessidade de intervenção humana. Já nos modos manual e semi-automático, a intervenção da operação confere maior flexibilidade, permitindo ajustes específicos em situações atípicas, como testes de equipamentos ou condições hidrológicas

incomuns.

Outro ponto essencial é a integração entre os diferentes níveis de automação. Caso ocorra falha de comunicação entre o nível 3 e o nível 2, o nível 2 possui autonomia suficiente para manter a geração e preservar a segurança da instalação. Essa redundância garante que a PCH X continue operando de forma confiável até que a comunicação seja restabelecida ou que uma equipe técnica se desloque até a planta. Dessa forma, a operação desassistida combina flexibilidade operacional, segurança e continuidade na geração de energia.

4.6 Desenvolvimento de tela da PCH X

O desenvolvimento das telas do sistema SCADA para a PCH foi guiado pelos princípios da norma ISA-TR101.02-2019, que estabelece diretrizes para interfaces homem-máquina em sistemas de automação de processos. Essa filosofia garante uma interface clara, intuitiva e eficiente, com o principal objetivo de fornecer ao operador uma visão completa e em tempo real do status da planta ([SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2019](#)). Para isso, as telas foram concebidas em uma estrutura hierárquica, que guia o usuário desde uma visão geral da usina até os detalhes operacionais de cada equipamento, garantindo que a informação seja sempre acessível e relevante.

A Tela Geral é o ponto central de monitoramento, oferecendo uma visão completa e em tempo real da usina. Nela, o operador visualiza o status e os dados das Unidades Geradoras (UGs), turbinas, comportas e condutos. A tela também inclui objetos para monitoramento dos níveis de água a jusante e montante, das comportas do vertedouro e de todo o sistema da subestação, como barras, disjuntores e transformadores. Adicionalmente, apresenta o sistema auxiliar da usina, incluindo o gerador de reserva e seus respectivos disjuntores, além dos objetos de potência geral da planta.

Para aprofundar a visualização, o sistema conta com telas secundárias especializadas. Estas incluem telas individuais para cada Unidade Geradora, que fornecem dados detalhados de suas operações. Outras telas secundárias são o Unifilar, que mostra o diagrama elétrico completo da usina, e a tela de Arquitetura de Rede, que oferece uma representação visual da topologia de comunicação entre os equipamentos. Juntas, essas telas permitem ao operador analisar cada subsistema da planta em detalhes.

Para garantir consistência e acesso rápido, a interface inclui objetos fixos, como uma área dedicada para alarmes e eventos na parte inferior da tela. Um menu lateral de navegação permite o acesso rápido às telas secundárias e a outras funcionalidades, como a tela de Alarmes, a tela de Eventos e a tela Tabular Geral, que apresenta todos os pontos do sistema em formato de tabela para referência e diagnóstico. Um menu superior completa o sistema de navegação, oferecendo acesso a configurações de usuário e visualização, como a troca de temas da aplicação.

Essa estrutura modular e bem definida assegura que a interface SCADA seja uma ferramenta poderosa e amigável, permitindo ao operador monitorar, diagnosticar e controlar todas as operações da PCH com segurança e eficiência, desde a visão global até os detalhes mais específicos.

Por motivo de segredo industrial, não será possível ilustrar as telas aqui.

4.7 Testes

4.7.1 Teste de Aceitação de Fábrica (TAF)

Antes que os equipamentos sejam enviados para o canteiro de obras, eles passam por uma etapa crucial: o Teste de Aceitação em Fábrica (TAF). Realizado nas instalações do fabricante, o TAF é uma verificação rigorosa para assegurar que todo o sistema de controle, incluindo o sistema SCADA e as *RTUs*, funcione conforme especificado. O objetivo principal é identificar e corrigir falhas ainda em laboratório, prevenindo retrabalhos caros e demorados no local da instalação final.

Para um TAF ser considerado bem-sucedido, o cliente precisa validar todas as listas de pontos do sistema SCADA, o que inclui sinais discretos, analógicos, comandos e *setpoints*. Em projetos com múltiplos equipamentos idênticos, como uma série de inversores, é comum a realização de testes por amostragem, onde apenas algumas unidades são verificadas por completo para otimizar o cronograma. No entanto, esse procedimento não é aplicável em projetos onde não há essa multiplicidade de equipamentos (ou seja, quando os componentes são únicos ou críticos). Por essa razão, opta-se por um teste minucioso de 100% dos pontos declarados no *workstatement* (ou Declaração de Escopo), o documento que formaliza todo o escopo do projeto, garantindo máxima cobertura e confiabilidade.

Além da verificação individual dos pontos, a análise abrange a lógica do sistema em um nível mais complexo. São validados a atuação e a descrição dos alarmes, os intertravamentos que previnem comandos indevidos e o funcionamento das interfaces gráficas. Dentre estes, o teste da sequência de partida e parada das máquinas é um dos mais críticos, devendo seguir rigorosamente o comportamento especificado no Caderno de Lógicas. Também são realizados testes de reação a falhas, simulando eventos como uma falha nas bombas de lubrificação da turbina, para confirmar que o sistema executa a parada de emergência de forma automática e segura. A conclusão bem-sucedida do TAF oferece a garantia de que o sistema está pronto para a instalação, reduzindo significativamente o risco de problemas na fase de comissionamento da usina.

4.7.2 Teste de Aceitação de Campo (TAC)

Após a validação das especificações contratadas, o cliente aprova os equipamentos para a próxima etapa de testes, o TAC (Teste de Aceitação de Campo). Ao contrário do TAF, que ocorre em laboratório, o TAC é realizado na própria usina hidrelétrica, com o sistema de controle já instalado e conectado aos equipamentos reais. Este teste tem como objetivo principal validar o funcionamento de toda a automação em seu ambiente operacional final, garantindo que a comunicação, o controle e o monitoramento funcionem perfeitamente com os equipamentos de campo reais.

Durante o TAC, as equipes de engenharia testam cada componente do sistema em sua condição real de operação. A lista de pontos na Tabela 3 funciona como um roteiro de verificação, ou *checklist*, que assegura a cobertura completa de todas as variáveis implementadas. As medições dos sensores, os acionamentos de chaves e disjuntores, e o desempenho dos atuadores são verificados diretamente na planta. É nesta fase que se confirmam a exatidão das leituras de temperatura, vazão e nível, bem como o correto funcionamento dos alarmes e das lógicas de controle, como a sequência de partida das turbinas. O sucesso do TAC marca a conclusão da fase de comissionamento e a aprovação final do sistema, permitindo que a usina entre em operação de forma segura e eficiente.

4.7.3 Impactos da Supressão do TAF e o TAC Parcial

No projeto analisado, o procedimento padrão de testes foi impactado por atrasos em etapas anteriores de responsabilidade do cliente, que fugiam ao controle da equipe de desenvolvimento do sistema SCADA. Como consequência, a crucial etapa de TAF foi suprimida, avançando-se diretamente para o TAC para cumprir os prazos de energização da usina.

Essa decisão, no entanto, levou a um TAC parcial. Pressionado pela urgência da energização, o escopo do TAC foi reduzido para contemplar apenas a lista de pontos, deixando de validar lógicas críticas de partida, parada e outras automatizações.

Com isso, a operação da usina teve que ser realizada em modo local pela equipe de manutenção, até que o sistema SCADA tivesse seu desenvolvimento concluído e todas as lógicas fossem aprovadas em campo. Este cenário real reforçou a importância das etapas formais de validação, demonstrando como um TAC incompleto, focado apenas em viabilizar a energização, pode levar a um comissionamento arriscado e a um atraso na operação remota e desassistida da planta.

Tabela 3 – Lista de pontos analógicos da Usina X para aprovação (TAF e TAC).

Nome do Ponto	Descrição	TAF	TAC
X.TA.NvlRes	Nível de água no reservatório	x	x
X.TA.VazCdtForc	Vazão de água no conduto forçado	x	x
X.TA.PresMont	Pressão de água a montante da turbina	x	x
X.SE.TempAmb	Temperatura ambiente na subestação	x	x
X.UG1.TurVel	Velocidade de rotação da turbina	x	x
X.UG1.GenPotMW	Potência elétrica de saída do gerador	x	x
X.UG1.GenPotkVA	Potência aparente do gerador	x	x
X.UG1.GenCorFA	Corrente na fase A do gerador	x	x
X.UG1.GenTenFAB	Tensão entre as fases A e B do gerador	x	x
X.UG1.PresJus	Pressão de água a jusante da turbina	x	x
X.UG1.PosPalhetas	Posição das palhetas do distribuidor	x	x
X.UG1.TempMancal	Temperatura do mancal principal	x	x
X.UG1.PresOlHid	Pressão do óleo no sistema hidráulico	x	x
X.UG1.TrafoTempEnrol	Temp. do enrolamento do transformador	x	x
X.UG1.VibrTurX	Vibração da turbina no eixo X	x	x
X.UG2.TurVel	Velocidade de rotação da turbina	x	x
X.UG2.GenPotMW	Potência elétrica de saída do gerador	x	x
X.UG2.GenPotkVA	Potência aparente do gerador	x	x
X.UG2.GenCorFA	Corrente na fase A do gerador	x	x
X.UG2.GenTenFAB	Tensão entre as fases A e B do gerador	x	x

5 Conclusão

A capacidade de resposta rápida a anomalias e a otimização da geração de energia, impulsionadas por tecnologias como IoT e computação em nuvem, reforçam a importância de sistemas como o SCADA para a confiabilidade e sustentabilidade da matriz energética. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo geral demonstrar o processo de aquisição de dados, controle e supervisão de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) utilizando o software Elipse E3, evidenciando a relevância dos sistemas SCADA no cenário da Indústria 4.0, com ênfase no setor energético.

Para alcançar esse objetivo, foram definidos alguns objetivos específicos, os quais direcionaram o desenvolvimento da pesquisa e permitiram estruturar o trabalho em etapas bem delimitadas.

O primeiro objetivo específico consistiu em investigar o conceito e a arquitetura de sistemas SCADA, o que foi realizado no Capítulo 2, onde são apresentados os principais componentes, funções e aplicações dessas plataformas.

Na sequência, buscou-se analisar as diferentes formas de coleta de dados por sistemas SCADA. Essa etapa também foi contemplada no Capítulo 2, com a discussão sobre dispositivos de aquisição, protocolos de comunicação e mecanismos de integração utilizados na prática.

Outro objetivo foi examinar o impacto da supervisão no contexto da Indústria 4.0 no setor elétrico. Esse aspecto foi tratado ao longo do Capítulo 2, ressaltando como os sistemas SCADA incorporam tecnologias alinhadas a esse novo paradigma industrial, como a integração em rede de diferentes dispositivos, a comunicação em tempo real, a automação de processos e a capacidade de análise e tratamento de grandes volumes de dados operacionais. Essas características fortalecem a eficiência, a confiabilidade e a tomada de decisão no setor energético.

Também foi proposto entender no que consiste a supervisão de uma PCH, o que foi discutido no Capítulo 3, com a descrição dos elementos operacionais de uma usina hidrelétrica de pequeno porte e a relação entre variáveis monitoradas e estratégias de controle.

Por fim, o último objetivo específico consistiu em exemplificar, por meio de um estudo de caso, a aplicação de um sistema SCADA em uma PCH. Esse ponto foi atendido no Capítulo 4, em que se analisou a implementação prática da solução desenvolvida. O estudo de caso não apenas validou os conceitos teóricos discutidos, mas também demonstrou como a supervisão digital pode transformar a operação de usinas, promovendo

ganhos de eficiência, confiabilidade e segurança.

No entanto, a análise do caso da PCH X também expôs os desafios práticos de um projeto real, onde o cronograma de comissionamento nem sempre segue o planejamento ideal. Um TAC parcial, realizado apenas para viabilizar a energização, comprometeu a segurança operacional e atrasou o início da operação remota e automática da planta.

Em suma, este trabalho demonstra que a implementação de sistemas SCADA em usinas hidrelétricas não é apenas uma evolução tecnológica, mas uma necessidade estratégica. É um passo crucial para assegurar a eficiência, a segurança e a resiliência de um setor vital para o desenvolvimento econômico e ambiental do país.

Como trabalho futuro, sugere-se o aprofundamento da pesquisa no sentido de integrar sistemas SCADA a plataformas avançadas de análise de dados e inteligência artificial, de modo a permitir predições de falhas, otimização da operação e maior autonomia na tomada de decisões em usinas hidrelétricas. Além disso, seria relevante investigar a realização de um estudo de caso específico voltado para a malha de controle da operação assistida, explorando as estratégias de automação e a interação entre supervisão e intervenção humana como forma de aprimorar a confiabilidade do processo.

Declaração de Uso de Inteligência Artificial

Durante a preparação deste trabalho, o autor utilizou o modelo de linguagem Gemini (versão 1.5 Flash, setembro de 2025) para a tradução de termos técnicos e ajuste da gramática. Após o uso, o conteúdo foi revisado e editado, assumindo o autor total responsabilidade pelo texto final.

Referências

ALADE, AA *et al.* Overview of the supervisory control and data acquisition (SCADA) system. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, v. 8, n. 10, p. 478, 2017. Citado 1 vez na página 20.

BAGRI, Aditya; NETTO, Richa; JHAVERI, Dhruvil. Supervisory control and data acquisition. *International Journal of Computer Applications*, v. 102, n. 10, p. 1–5, 2014. Citado 1 vez na página 17.

BALBINOT, Alexandre; BRUSAMARELLO, Valner João. *Instrumentação e fundamentos de medidas—vol. 1*. 2010. Citado 1 vez na página 18.

BOYER, Stuart A. *SCADA: supervisory control and data acquisition*. John Wiley & Sons, 2004. Citado 8 vezes nas páginas 10, 19, 20.

CHAIN, Gabriela Ribeiro Cabral. Panorama de aspectos da quarta revolução industrial na manutenção de usinas hidrelétricas brasileiras, 2019. Citado 1 vez na página 11.

DANEELS, Axel; SALTER, Wayne. What is SCADA? *In*: Citado 2 vezes nas páginas 14, 19.

GOES, Manuel Tomás Rocha de. *Implementação de um sistema SCADA para monitorização de consumos de energia elétrica na indústria vinícola*. 2021. Citado 4 vezes nas páginas 11, 22.

GREEFF, Gerhard; GHOSHAL, Ranjan. *Practical E-manufacturing and supply chain management*. Elsevier, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 10, 14.

GUIMARAES, Pedro Henrique V; MURILLO, P; AF, ANDREONI LOPEZ *et al.* Comunicação em Redes Elétricas Inteligentes: eficiência, confiabilidade, segurança e escalabilidade. *Minicursos do Simpósio brasileiro de redes de computadores—SBRC-2013, Brasília, DF, Brazil*, p. 101–164, 2013. Citado 7 vezes nas páginas 11, 18, 23, 24.

GUTIERREZ, Regina Maria Vinhais; PAN, Simon Shi Koo. *Complexo eletrônico: automação do controle industrial*. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2008. Citado 4 vezes nas páginas 21, 22, 24.

HENG, GT. Microcomputer-based remote terminal unit for a SCADA system. *Microprocessors and Microsystems*, Elsevier, v. 20, n. 1, p. 39–45, 1996. Citado 1 vez na página 20.

KRUTZ, Ronald L. *Securing SCADA systems*. John Wiley & Sons, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 10, 20, 23.

LIN, Chih-Yuan. *Network-based Anomaly Detection for SCADA Systems: Traffic Generation and Modeling*. 2022. Citado 1 vez na página 14.

MANUAL do Usuário do Elipse E3. 2025. Citado 13 vezes nas páginas 25–34.

MORAES, Cícero Couto de; CASTRUCCI, Plinio Benedicto de Lauro. *Engenharia de automação industrial*. 2. ed. Rio de Janeiro: Grupo Editora Nacional, 2010. Citado 8 vezes nas páginas 15, 16, 18, 19, 21.

NOGUEIRA, Samantha Regina Lemos. *Sistemas Scada as a Service (SaaS) para gestão de energia comparado aos sistemas convencionais*. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2022. Citado 2 vezes nas páginas 20, 21.

PONGSWATD, Sawai; SMERPITAK, Krit. Applying radar chart for process control behavior. In: IEEE. 2018 3rd International Conference on Control and Robotics Engineering (ICCRE). 2018. p. 90–93. Citado 3 vezes na página 14.

SALVADOR, M.; SILVA, A. P. *O que são supervisórios?* Elipse Software. Mar. 2019. Disponível em: <https://kb.elipse.com.br/o-que-sao-sistemas-supervisorios/>. Citado 1 vez na página 21.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *HMI Usability and Performance: Design Principles for High-Performance Human-Machine Interfaces*. Technical Manual. Pullman, WA, 2019. Disponível em: <https://www.selinc.com>. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado 1 vez na página 46.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-3530 Real-Time Automation Controller (RTAC) Instruction Manual*. SEL. 2025. Disponível em: <https://www.selinc.com>. Acesso em: 20 ago. 2025. Citado 1 vez na página 39.

TEODOROWICZ, Thomas. *Comparison of SCADA protocols and implementation of IEC 104 and MQTT in MOSAIK*. 2017. Citado 4 vezes nas páginas 10, 24, 39.