



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

GENILSON JOSÉ DE SOUZA

**INTEGRAÇÃO DO SAGE COM O ELIPSE POWER PARA DISTRIBUIÇÃO DE DADOS
DE SUBESTAÇÕES**

Recife
2025

GENILSON JOSÉ DE SOUZA

**INTEGRAÇÃO DO SAGE COM O ELIPSE POWER PARA DISTRIBUIÇÃO DE
DADOS DE SUBESTAÇÕES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

Orientador(a): Prof. Dr. Douglas Contente Pimentel Barbosa

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Souza, Genilson José de.

Integração do SAGE com o Elipse Power para distribuição de dados de subestações / Genilson José de Souza. - Recife, 2025.

85 p. : il., tab.

Orientador(a): Douglas Contente Pimentel Barbosa

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia de Controle e Automação - Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. SAGE. 2. Elipse Power. 3. IEC 60870-5-104. 4. SCADA. I. Barbosa, Douglas Contente Pimentel. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

GENILSON JOSÉ DE SOUZA

**INTEGRAÇÃO DO SAGE COM O ELIPSE POWER PARA DISTRIBUIÇÃO DE
DADOS DE SUBESTAÇÕES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

Aprovado em: 08/04/2025

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Douglas Contente Pimentel Barbosa (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. M.Sc. Calebe Hermann de Oliveira Lima (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus por tudo de bom que Ele tem feito na minha vida. Sem Ele, eu não teria foco e determinação para finalizar esta graduação, tampouco chegar onde estou atualmente.

Agradeço também à minha família, especialmente aos meus pais, que sempre lutaram e fizeram o impossível para que eu pudesse estudar e alcançar meus objetivos de vida, mesmo enfrentando muitas dificuldades.

Gostaria de agradecer também às amizades que construí durante a faculdade, que tornaram essa jornada um pouco mais leve e mais suportável, especialmente nas semanas de prova. São eles: Pablo, Maju, Laura, Felipe José, Bia, Danilo, Matheus Viana e todo o pessoal do Capibaribe Racing.

Agradeço à ESC Engenharia por me proporcionar a oportunidade de aprender mais sobre o mundo da automação de subestações, em especial ao meu supervisor Vitor Tabosa, pela paciência e por ter me dado mais flexibilidade para o desenvolvimento das minhas atividades.

Por fim, agradeço especialmente ao professor Douglas Contente, por ter se disponibilizado a ser meu orientador e me acompanhado ao longo de todo este trabalho, desde a primeira até a última página, sempre com paciência, atenção e gentileza.

“Somos o que repetidamente fazemos. A excelência,
portanto, não é um ato, mas um hábito.”
Aristóteles

RESUMO

O avanço da automação no setor elétrico exige soluções eficientes para a comunicação e integração entre os diversos Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA - *Supervisory Control And Data Acquisition*), garantindo a supervisão segura e confiável das instalações. Nesse contexto, este trabalho apresenta a configuração de rede necessária para estabelecer a transmissão de dados entre dois supervisórios distintos, assim como o desenvolvimento da tela do processo para cada um deles. O primeiro deles, o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), é amplamente utilizado no Brasil para o monitoramento de subestações e centros de operações, contribuindo para a operação segura e eficiente do sistema elétrico de potência (SEP). O segundo, o Elipse Power, é adotado em diversos setores industriais, oferecendo uma interface gráfica robusta para o controle de processos e a gestão de dados. O principal objetivo desta aplicação é simular o envio de informações em tempo real do SAGE de uma subestação, para níveis hierárquicos superiores, como centros de operações regionais ou de sistemas (COR ou COS), ou até mesmo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A configuração de rede será implementada para permitir a aquisição dos dados do SAGE pelo Elipse Power por meio do protocolo IEC 60870-5-104. As informações adquiridas serão exibidas em uma tela no Elipse Power, assegurando uma visualização clara e consistente do processo monitorado. Dessa forma, este estudo não apenas contribui para a compreensão da interoperabilidade entre sistemas SCADA distintos, mas também serve como um referencial técnico para futuras implementações e pesquisas sobre o tema.

Palavras-chave: SAGE; Elipse Power; IEC 60870-5-104; SCADA.

ABSTRACT

The advancement of automation in the electric sector requires efficient solutions for communication and integration among various Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems, ensuring the safe and reliable supervision of installations. In this context, this work presents the necessary network configuration to establish data transmission between two different supervisory systems, as well as the development of the process screen for each of them. The first system, Open Energy Management System (SAGE in Brazilian Portuguese), is widely used in Brazil for substations and operations center monitoring, contributing to the safe and efficient operation of the electrical power system (SEP in Brazilian Portuguese). The second system, Elipse Power, is adopted in various industrial sectors, providing a robust graphical interface for process control and data management. The main objective of this application is to simulate the real-time transmission of data from SAGE at a substation to higher hierarchical levels, such as regional or system operation centers (COR and COS in Brazilian Portuguese, respectively), or even the National Electrical System Operator (ONS in Brazilian Portuguese). The network configuration will be implemented to allow data acquisition from SAGE by Elipse Power through the IEC 60870-5-104 protocol. The acquired information will be presented on an interface in Elipse Power, ensuring a clear and consistent visualization of the monitored process. Thus, this study not only contributes to the understanding of interoperability between distinct SCADA systems but also serves as a technical reference for future implementations and research on this topic.

Keywords: SAGE; Elipse Power; IEC 60870-5-104; SCADA.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência exemplificado.....	20
Figura 2 – Níveis de operação dentro de uma subestação	23
Figura 3 – Camadas do Modelo OSI	25
Figura 4 – Camadas do Modelo TCP/IP x Modelo OSI	27
Figura 5 – As dez divisões da Norma IEC 61850.....	30
Figura 6 – APDU como parte do <i>Payload</i> do TCP	31
Figura 7 – Estrutura de um APDU.....	32
Figura 8 – Representação gráfica da troca de dados entre Cliente e Servidor	34
Figura 9 – Elementos da interface gráfica do SAGE	35
Figura 10 – Diagrama do Elipse Power.....	37
Figura 11 – Interface do Elipse Power	38
Figura 12 – Hierarquia dos Centros de Operações	39
Figura 13 – Arquitetura lógica do sistema	42
Figura 14 – SAGE 28-13 simulado na <i>Oracle VM VirtualBox</i>	43
Figura 15 – Simulador de IED INFOTECH.....	44
Figura 16 – Arquitetura de rede deste projeto	46
Figura 17 – Relacionamento entre as entidades do SAGE	50
Figura 18 – Arquivos de hosts do SAGE.....	51
Figura 19 – Tela do vão operado no SAGE	53
Figura 20 – Instância da entidade PRO para o protocolo IEC 104.....	54
Figura 21 – Instância da entidade INP para o protocolo IEC 104.....	55
Figura 22 – Instância da entidade SXP para o protocolo IEC 104	56
Figura 23 – Instância da entidade CXU para o protocolo IEC 104	57
Figura 24 – Instância da entidade ENU para o protocolo IEC 104.....	58
Figura 25 – Instância da entidade UTR para o protocolo IEC 104	58
Figura 26 – Instância da entidade TAC para o protocolo IEC 104	59
Figura 27 – Instância da entidade CNF para o protocolo IEC 104	60
Figura 28 – Instância da entidade LSC para o protocolo IEC 104.....	61
Figura 29 – Instância da entidade NV1 para o protocolo IEC 104.....	62
Figura 30 – Instância da entidade NV2 para o protocolo IEC 104.....	63
Figura 31 – Instância da entidade TDD para o protocolo IEC 104	63

Figura 32 – Instância da entidade PDF para o protocolo IEC 104	64
Figura 33 – Instância da entidade PDD para o protocolo IEC 104	65
Figura 34 – Instância da entidade PAF para o protocolo IEC 104.....	66
Figura 35 – Instância da entidade PAD para o protocolo IEC 104	66
Figura 36 – Instância alternativa da entidade CGS para o protocolo IEC 104	67
Figura 37 – Instâncias alternativa e de roteamento da entidade CGF para o protocolo IEC 104	69
Figura 38 – Modelagem da planta no Modelador elétrico	70
Figura 39 – Estrutura de dados no Elipse Power Studio	71
Figura 40 – Tela de configuração de parâmetros do Driver	72
Figura 41 – Tela de Configuração das tags de comunicação do <i>driver</i>	73
Figura 42 – Tela de processos no Elipse Power	75
Figura 43 – Comando local do disjuntor no Simulador INFOTECH.....	77
Figura 44 – Tela de Alarmes do SAGE	78
Figura 45 – Tela de Registro de Eventos (SOE)	78
Figura 46 – Ícone de ativação do modo de testes no Elipse Power	79
Figura 47 –Tags de comunicação do <i>driver</i> em modo teste.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Alguns tipos de Objetos de informação suportados pelo IEC 104.....	32
Tabela 2 – Pontos de Supervisão digitais	47
Tabela 3 – Pontos de Supervisão analógicos	48
Tabela 4 – Pontos de Comando dos disjuntores.....	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APCI	<i>Application Protocol Information</i>
APDU	<i>Application Protocol Data Unit</i>
ASDU	<i>Application Service Data Unit</i>
CAD	<i>Computer-Aided Design</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGF	Entidade Ponto de Controle Físico
CGS	Entidade Ponto de Controle Genérico
CNF	Entidade Configuração da Ligação Física
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
COSR-NCO	Centro de Operação de Sistema Regional Norte Centro-Oeste do ONS
COSR-NE	Centro de Operação de Sistema Regional Nordeste do ONS
COSR-S	Centro de Operação de Sistema Regional Sul do ONS
COSR-SE	Centro de Operação de Sistema Regional Sudeste do ONS
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
CSV	<i>Comma Separated Values</i>
CXU	Entidade Conexões de Comunicação com UTRs e Canais
DARPA	<i>Defense Advanced Research Projects Agency</i>
DLL	<i>Dynamic Link Library</i>
DOD	<i>Department of Defense</i>
DUI	<i>Data Unit Identifier</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
ENU	Entidade Enlace de Conexão com UTR
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
HTTP	<i>Hypertext Transfer Protocol</i>
HTML	<i>Hypertext Markup Language</i>
ICCP	<i>Inter-Control Center Communications Protocol</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
INP	Entidade de Instância de Processo

IO	<i>Information Object</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
JSON	<i>JavaScript Object Notation</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LLC	<i>Logical Link Control</i>
LSC	Entidade Ligação SCADA
MAC	<i>Media Access Control</i>
NV1	Entidade Nível 1 de Configuração Física
NV2	Entidade Nível 2 de Configuração Física
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnections</i>
PAD	Entidade Ponto Analógico de Distribuição
PAF	Entidade Ponto Analógico Físico
PDD	Entidade Ponto Digital de Distribuição
PDF	Entidade Ponto Digital Físico
PRO	Entidade de Processo
SAC	Serviço de Aquisição e Controle
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SAS	Sistema de Automação de Subestações
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCD	Subsistema de Comunicação e Pré-processamento de Dados
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMTP	<i>Simple Mail Transfer Protocol</i>
SOE	<i>Sequence of Events</i>
SSC	Subsistema de Suporte Computacional
SSCL	Sistema de Supervisão e Controle Local
SXP	Entidade Relacionamento Severidade x Processo
TAC	Entidade Terminal de Aquisição e Controle
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transport Control Protocol</i>
TDD	Entidade Terminal de Distribuição de Dados

TP	Transformador de Potencial
UDP	<i>User Datagram Protocol</i>
UTR	Unidade Terminal Remota
WAN	<i>Wide Area Network</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	Geral.....	17
1.1.2	Específicos	17
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	19
2.1.1	Subestações Elétricas	20
2.1.2	Sistema Interligado Nacional	21
2.2	SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES	21
2.3	O MODELO OSI	24
2.4	O MODELO TCP/IP	26
2.5	PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO.....	28
2.5.1	Norma IEC 61850.....	29
2.5.2	Protocolo IEC60870-5-104	30
2.6	SISTEMAS SCADA	33
2.6.1	SAGE.....	35
2.6.2	Elipse Power.....	36
2.7	DISTRIBUIÇÃO DE INFORMAÇÕES.....	38
3	METODOLOGIA.....	41
3.1	DESCRIÇÃO DO PROCESSO.....	41
3.1.1	Estrutura do Sistema	41
3.1.2	Utilização de Máquina Virtual (VM) como um servidor SAGE	42
3.1.3	Modelagem da Subestação	43
3.1.4	Arquitetura de Rede.....	45
3.1.5	Descrição dos dados a serem distribuídos	46
4	INTEGRAÇÃO ENTRE SAGE E ELIPSE POWER.....	49
4.1	CONFIGURAÇÃO DO SAGE	49
4.1.1	Modelagem da base de dados	49
4.1.2	Configuração do arquivo “hosts”	51
4.1.3	Aquisição de Dados via IEC 61850 (Simulador IED)	52
4.1.4	Distribuição de Dados via IEC 60870-5-104 (IEC 104).....	52
4.1.4.1	<i>Entidades de Configuração do Processo.....</i>	<i>54</i>
4.1.4.2	<i>Entidades de Configuração de Conexão</i>	<i>56</i>
4.1.4.3	<i>Entidades de Configuração para Distribuição de um conjunto de Dados</i>	<i>60</i>
4.1.4.4	<i>Entidades de Configuração dos Pontos físicos</i>	<i>64</i>
4.2	CONFIGURAÇÃO DO ELIPSE POWER	69

4.2.1	Modelagem da planta estudada	70
4.2.2	Aquisição de Dados via IEC 60870-5-104	72
4.2.3	Tela do processo	74
5	RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES	76
5.1	TESTES DE ALARMES, TRIPS E MEDIÇÕES.....	76
5.2	TESTES DE COMANDOS.....	77
5.3	VISOR DE LOGS E DA TELA DE ALARMES NO SAGE	77
5.4	MODO DE TESTES NO ELIPSE POWER	79
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	82
	REFERÊNCIAS.....	84

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento da produção e do consumo de energia elétrica, torna-se essencial um sistema de distribuição eficiente e seguro, tanto no âmbito operacional quanto na gestão dos dados gerados pelas instalações, a fim de evitar transtornos decorrentes da crescente complexidade do sistema. A automação desempenha um papel fundamental nesse contexto, pois busca otimizar o processo, ao mesmo tempo em que aumenta a sua segurança e diminui a necessidade de intervenções manuais. Um dos aspectos centrais desse avanço é a centralização das informações provenientes das subestações em centros de operação de nível hierárquico superior, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), permitindo uma supervisão mais integrada do sistema, além da tomada de decisões em tempo real com maior precisão e agilidade.

Para viabilizar essa centralização, é imprescindível a transmissão rápida e confiável dos dados entre os Sistemas de Supervisão e Controle dessas instalações, em conformidade com as exigências do Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, a evolução tecnológica trouxe desafios adicionais, especialmente no que se refere à interoperabilidade entre sistemas e protocolos de fabricantes distintos.

Em resposta a essa demanda, surgem os sistemas e protocolos abertos, que permitem a integração entre os equipamentos de diferentes fabricantes, além de proporcionarem maior escalabilidade e confiabilidade na comunicação. Entretanto, sua aplicação requer conhecimentos específicos sobre configuração e parametrização. Além disso, a escassez de referências técnicas que abordem esse tipo de implementação de forma prática e detalhada, dificulta sua aplicação em projetos reais.

Assim, este trabalho propõe a configuração e simulação da distribuição de dados entre os supervisórios SAGE e Elipse Power, em que este último adquire informações do primeiro, representando um nível hierárquico superior. Essa abordagem não apenas contribui para a compreensão do funcionamento e da importância dessa integração, mas também amplia o acervo de referências técnicas sobre o tema, fornecendo suporte técnico a profissionais e pesquisadores interessados na implementação de sistemas SCADA e na interoperabilidade entre eles.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

O objetivo deste trabalho é apresentar as configurações de distribuição de pontos de supervisão e controle entre dois Sistemas SCADA (SAGE e Elipse Power), a fim de representar um cenário real onde há a troca de dados entre Subestações e Centros de Operação dentro do contexto do Sistema de Automação de Subestações (SAS).

1.1.2 Específicos

- Compreender o funcionamento do protocolo de comunicação IEC60870-5-104 e sua aplicação na integração entre os sistemas SCADA Elipse Power e SAGE;
- Apresentar, de forma concisa, os principais componentes e o funcionamento estrutural de ambos os sistemas SCADA;
- Realizar a configuração de distribuição de pontos de Supervisão e controle no SAGE por meio do preenchimento de suas entidades e atributos;
- Realizar a configuração de aquisição dos pontos de Supervisão e controle no Elipse Power através do driver do protocolo IEC60870-5-104;
- Desenvolver a tela de processo que representa a planta no Elipse Power.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho de conclusão de curso está organizado nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1:** Neste capítulo, são apresentadas as principais motivações, objetivos e relevância do trabalho proposto;

- **Capítulo 2:** Neste capítulo, será apresentada a fundamentação teórica necessária para a compreensão do tema deste trabalho. Serão abordados o Sistema Elétrico de Potência (SEP), o conceito de subestações elétricas, o que são Sistemas SCADA e sua importância dentro do Sistema de Automação de Subestações (SAS), além de discutir sobre a distribuição de dados no contexto do SAS. Também são analisados os protocolos de comunicação e quais são os mais utilizados para realizar a distribuição de dados entre subestações e centros de comando.
- **Capítulo 3:** Este capítulo apresenta o funcionamento estrutural do SAGE e do Elipse Power, detalhando como configurá-los adequadamente para realizar a distribuição e a aquisição dos pontos de supervisão e controle da planta, utilizando o protocolo IEC 60870-5-104. Além disso, será exibido o resultado da implementação da tela do processo no ambiente Studio do Elipse Power com o intuito de aprimorar a interação do usuário com os dados recebidos do SAGE.
- **Capítulo 4:** Por fim, neste capítulo, são discutidas as principais conclusões obtidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, além das propostas de continuidade para futuras implementações.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo aborda o embasamento teórico necessário para o desenvolvimento do trabalho. Inicialmente, são apresentados os principais conceitos relacionados ao funcionamento do Sistema Elétrico em termos de estrutura, comunicação e gerenciamento. Em seguida, são descritos os softwares e protocolos empregados no intercâmbio de informações entre subestações e outras instalações dentro do sistema.

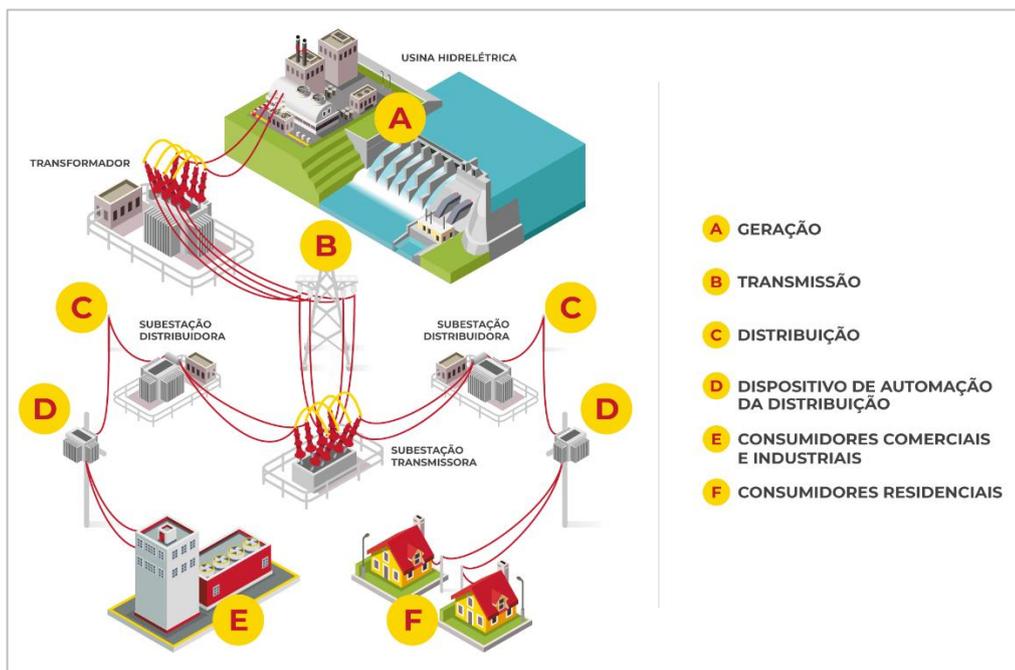
2.1 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) engloba toda a infraestrutura necessária (instalações e equipamentos) para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ele conecta usinas geradoras aos consumidores finais por meio de uma rede complexa e integrada de linhas de transmissão e distribuição, assegurando um fornecimento de energia elétrica de qualidade de forma segura e ininterrupta (VICENTE, 2011).

O SEP, ilustrado na Figura 1, é dividido em três grandes etapas:

- **Geração:** Envolve a geração de energia elétrica a partir de diversas fontes primárias, tanto renováveis, como a água, luz solar e ventos, quanto não renováveis, como carvão vapor, petróleo e gás natural. No Brasil, a principal fonte é a hidráulica que responde por cerca de 61% de participação total na Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) (EPE, 2025).
- **Transmissão:** É a etapa responsável por transportar, em alta tensão, a energia gerada para os centros de consumo de diversas regiões, utilizando torres e linhas de transmissão projetadas para minimizar as perdas de energia em longas distâncias.
- **Distribuição:** É a etapa final do SEP, encarregada de transportar a energia elétrica das redes de transmissão até os consumidores finais. Durante esta etapa, o nível de tensão é reduzido por meio de transformadores, permitindo que a energia seja encaminhada pelas linhas de subtransmissão para atender consumidores industriais ou reduzidas ainda mais para atender consumidores domésticos e comerciais (ARAÚJO, 2023).

Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência exemplificado



Fonte: (IDEC, 2025)

2.1.1 Subestações Elétricas

As subestações elétricas são instalações compostas por transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, entre outros equipamentos responsáveis por transformar a energia elétrica em níveis adequados para a transmissão e a distribuição. Além disso, elas desempenham funções de proteção, monitoramento e controle da rede, utilizando sistemas que identificam e isolam falhas de forma rápida e confiável, evitando a perda de carga e possíveis acidentes (VICENTE, 2011).

Segundo (LOPES, 2012) (ARAÚJO, 2023), os principais tipos de subestações são:

- **Subestações de Transmissão:** São aquelas que conectam as linhas de transmissão, com tensões iguais ou diferentes, a fim de transportar a energia elétrica de forma eficiente, desde as centrais geradoras até às subestações de distribuição.
- **Subestações de Distribuição:** Elas conectam as linhas de transmissão às linhas de distribuição, reduzindo os níveis de tensão para se adequar às

necessidades do consumidor final, seja ele industrial, comercial ou residencial.

- **Subestações Elevadoras:** Esse tipo de subestação tem a finalidade de elevar o nível de tensão gerado pelas usinas para valores adequados às linhas de transmissão. Em usinas de geração descentralizada, como as de energia eólica e solar, essas subestações também são chamadas de coletoras, pois consolidam a energia gerada em várias unidades antes de elevá-la para conexão ao sistema de transmissão.

2.1.2 Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é uma rede elétrica que conecta quase todos os SEPs do Brasil, exceto os sistemas isolados, que são independentes. Ele é composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Essa interligação permite o fornecimento de energia entre os subsistemas, otimizando o uso da geração e atendendo a demanda energética de forma mais econômica, segura e eficiente. Assim, é possível evitar falhas e apagões (SIN, 2025).

O SIN é coordenado e controlado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sob fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As principais funções do ONS envolvem o estudo e a execução de ações para gerenciar a geração e a transmissão de energia no país de forma integrada, transparente e neutra, com o objetivo de garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia às instalações consumidoras (ONS, 2025).

2.2 Sistema de automação de Subestações

O Sistema de Automação de Subestação (SAS) é um conjunto de tecnologias e equipamentos projetados para automatizar a operação e o monitoramento das subestações elétricas, além de otimizar o compartilhamento de informações para estações remotas. Alguns dos principais componentes do SAS incluem relés de proteção e controle (IEDs), redes de comunicação, gateways para integração com

sistemas SCADA, medidores, estações locais e remotas, entre outros (KREUTZ, 2014).

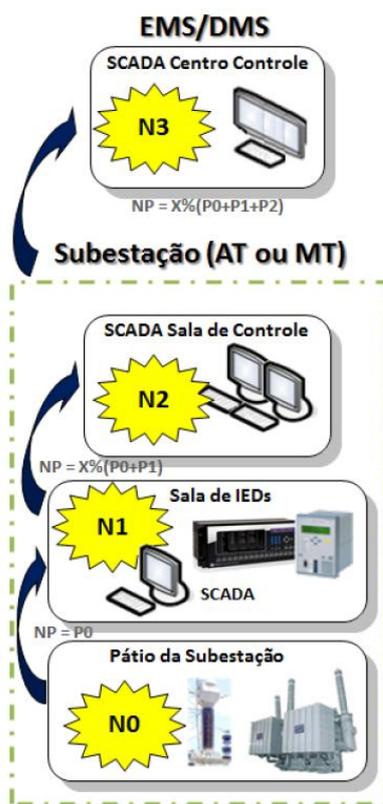
No passado, os sistemas de automação eram compostos por equipamentos eletromecânicos interligados por uma grande quantidade de cabos, com o objetivo de proteger, comandar e operar a subestação. No entanto, esse modelo apresentava diversas desvantagens, como dificuldades de manutenção, falta de interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes diferentes e a limitação de operações remotas, devido à isolamento dos sistemas (ARAÚJO, 2023) (VICENTE, 2011).

Com a evolução da tecnologia e a chegada dos microprocessadores, surgiram os primeiros relés digitais, que mais tarde deram origem aos *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) atuais. A introdução dos Centros de Operação e das Unidades Terminais Remotas (UTRs) possibilitou a telesupervisão e telecontrole de usinas e subestações, permitindo a centralização da operação do setor elétrico. Ao mesmo tempo, a crescente demanda por funcionalidades como geração de relatórios, supervisão de alarmes, gerenciamento e aproveitamento de recursos, controle avançado, integração entre diferentes sistemas e facilidades operacionais, foi determinante para a evolução do SAS até o formato atual (MENDES, 2011) (MORAES, 2008).

O avanço tecnológico, em conjunto com o aumento da demanda por energia elétrica, acarretou também na intensificação do tráfego de dados nas subestações. Isso impacta diretamente o funcionamento do SIN, que precisa manter todo o sistema operando adequadamente e com um alto grau de confiabilidade frente às crescentes exigências. Nesse contexto, o SAS desempenha um papel essencial, pois a situação exige sistemas com maior capacidade de processamento e velocidade, além de equipamentos interoperáveis que garantam a supervisão e controle adequados. Ademais, a utilização de protocolos padronizados e específicos assegura a troca de informações em tempo real de forma rápida e funcional, tanto dentro das subestações quanto entre estas e outras instalações externas, como subestações vizinhas ou Centros de Operação, interligando sistemas que antes operavam de forma isolada.

Para assegurar a integração eficiente entre os diversos equipamentos e sistemas dentro de uma subestação, o SAS adota uma arquitetura de comunicação estruturada em níveis, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Níveis de operação dentro de uma subestação



Fonte: Adaptado de (ZANGHI, 2019)

Na Figura 2, NP corresponde ao número total de pontos supervisionados e controlados no nível em questão, enquanto PX representa os pontos pertencentes especificamente a este nível. De acordo com (ZANGHI, 2019), os níveis de operação de uma subestação são descritos a seguir:

- **N0:** Este nível corresponde ao pátio da subestação, onde estão localizados os equipamentos elétricos primários, como transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de potencial (TPs), transformadores de corrente (TCs), entre outros.
- **N1:** Refere-se ao nível da sala dos painéis, onde estão instalados dispositivos como IEDs, GPS, Switches e outros equipamentos de controle. Neste nível, os IEDs realizam a aquisição dos pontos P0 provenientes dos equipamentos de N0, além de permitir a execução de comandos locais para controle desses dispositivos.

- **N2:** Neste nível encontram-se os sistemas de supervisão e controle da subestação, responsáveis por adquirir, através da norma IEC 61850, os pontos P2, que representam uma seleção dos dados mais relevantes de N0 e N1. Além disso, neste nível ocorre a distribuição dos pontos mais importantes para o N3.
- **N3:** Corresponde aos Centros de Controle, que recebem os pontos P3 provenientes de N2. Apenas os dados considerados críticos para operação sistêmica da rede elétrica são disponibilizados para este nível.

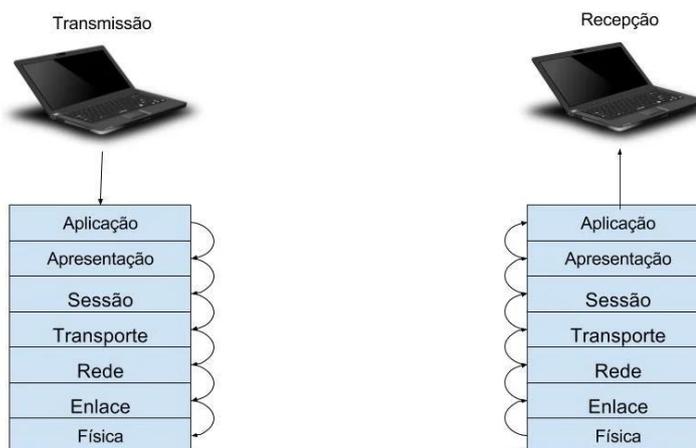
2.3 O Modelo OSI

O aumento na complexidade nas redes de computadores gerou a necessidade de estabelecer um conjunto de padrões para que os dispositivos pudessem se comunicar de maneira eficiente e padronizada. Dessa forma, a *International Organization for Standardization* (ISO) desenvolveu, no final da década de 1970, o modelo *Open Systems Interconnection* (OSI), que descreve o processo de comunicação de rede de um sistema por meio de uma estrutura organizada em sete camadas distintas (MATHEUS, 2024).

O modelo OSI é uma estrutura conceitual onde cada camada é independente e possui uma função específica dentro da rede. Seu conjunto de regras fornece uma linguagem universal para redes de computadores, facilitando a interoperabilidade entre diversas tecnologias (AWS, 2024). A comunicação ocorre de forma vertical, isto é, ela se inicia na camada de aplicação do transmissor, percorre os níveis intermediários, até chegar à camada de aplicação do receptor, conforme ilustrado na Figura 3 pelas setas. Além disso, cada nível possui protocolos específicos que definem as regras e os formatos de comunicação.

Cada camada interage apenas com a interface da sua camada vizinha e quanto mais próximo da camada aplicação, maior é o nível de abstração envolvido, ou seja, maior é a interação do usuário com as operações, enquanto os aspectos técnicos das camadas inferiores são abstraídos.

Figura 3 – Camadas do Modelo OSI



Fonte: (MATHEUS, 2024)

Segundo (JARDINI, 1999) (AWS, 2024), as camadas do modelo OSI são as seguintes:

- **Camada Física:** Trata-se da forma de transmissão do sinal através de um canal físico, como cabos, fibra óptica e ar, além das tecnologias associadas a este.
- **Camada de Enlace de dados:** Ela é responsável pelo controle de fluxo e controle de erros dos dados recebidos. Ela geralmente é dividida em duas subcamadas: a camada *Media Access Control* (MAC) que permite a conexão de vários dispositivos em uma rede; a camada *Logical Link Control* (LLC) que possui funções de controle de fluxo dos dados.
- **Camada de Rede:** Esta camada é responsável pelo roteamento, encaminhamento e endereçamento dos pacotes de dados até o destinatário dentro da rede. Nela atuam os protocolos IPv4 e IPv6, bastante utilizados para se comunicar à internet.
- **Camada de Transporte:** Esta camada garante o envio e o recebimento dos dados na ordem correta, sem perdas ou duplicação de pacotes. Os protocolos mais comuns são o *Transmission Control Protocol* (TCP) e o *User Datagram Protocol* (UDP).

- **Camada de Sessão:** Esta camada é responsável pelo gerenciamento da conexão entre duas aplicações, isto é, ela estabelece, sincroniza, mantém ou encerra sessões.
- **Camada de Apresentação:** Esta camada se preocupa com a apresentação dos dados, ou seja, ela faz a compactação, criptografia e tradução de dados em caracteres para que a aplicação os utilize. Alguns dos principais protocolos desta camada são o *Hypertext Markup Language* (HTML), *JavaScript Object Notation* (JSON) e *Comma Separated Values* (CSV).
- **Camada de Aplicação:** Essa é a camada de mais alto nível, onde ocorre a interação direta com o usuário. Ela trata do tipo específico de aplicação e seus métodos de comunicação. Exemplos de suas funcionalidades incluem a transferência de arquivos, enviar e-mails, acessar Websites, entre outros.

Embora seja um modelo de referência completo, nem sempre as comunicações que o implementam utilizam todas as sete camadas. Na prática, muitas aplicações utilizam uma versão simplificada do modelo OSI, com apenas as camadas necessárias para atender às suas funcionalidades específicas.

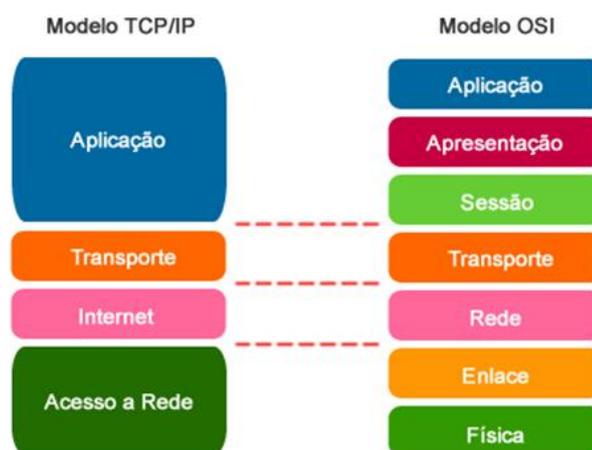
2.4 O Modelo TCP/IP

O Modelo TCP/IP define um conjunto de regras e protocolos que especificam como os dados devem ser transmitidos de um dispositivo para outro. Sua estrutura foi fundamental para o desenvolvimento da Internet. Assim como o OSI, o TCP/IP organiza a comunicação em uma estrutura de camadas, mas com uma abordagem mais simplificada: Aplicação, Transporte, Internet e Acesso à rede, como ilustrado na Figura 4. Enquanto o modelo OSI detalha as funções de cada camada e os protocolos que podem ser utilizados, o TCP/IP foca na definição prática de como e quais protocolos são utilizados, como é o caso do TCP e do *Internet Protocol (IP)*, que dão nome ao modelo (MISHRA, 2017).

O modelo TCP/IP foi fundado pela *Defense Advanced Research Projects Agency* (DARPA), uma agência do *Department of Defense* (DOD) dos Estados Unidos, com o objetivo de criar uma nova geração de protocolos para conectar várias redes. A DARPA buscava um sistema de comunicação robusto e flexível para interligar a

ARPANET (rede de pesquisa patrocinada pelo DOD e precursora da internet) a outras redes, utilizando os diversos recursos de comunicação disponíveis na época, como linhas telefônicas, redes de rádio e satélite (NATH e UDDIN, 2015) (TANENBAUM, 2003).

Figura 4 – Camadas do Modelo TCP/IP x Modelo OSI



Fonte: (NASCIMENTO, 2023)

Segundo (ARAÚJO, 2023) (MISHRA, 2017) (ESR, 2020), as camadas do modelo TCP/IP são descritas da seguinte forma:

- **Camada de Acesso à Rede:** Esta camada equivale às camadas física e de enlace do modelo OSI. Sua principal função é adaptar o modelo TCP/IP aos diferentes meios físicos de comunicação e protocolos de enlace de dados disponíveis na rede local. Ela recebe os datagramas da camada de Internet e os prepara para a transmissão pelo canal físico, em direção a outros hosts na rede. Um exemplo de protocolo dessa camada é o Ethernet, amplamente utilizado para redes locais.
- **Camada de Internet:** Esta camada tem a função de transferir datagramas entre diferentes redes. Ela define as estruturas de endereçamento e roteamento por meio do protocolo IP, determinando o caminho mais adequado para a entrega dos dados ao host de destino.

- **Camada de Transporte:** Nesta camada os dados são segmentados, encapsulados e gerenciados para serem transportados pela rede através do UDP ou TCP. O UDP fornece uma transmissão rápida e não confiável, enquanto o TCP oferece uma transmissão confiável, com controle de fluxo e garantia de entrega ordenada dos dados.
- **Camada de Aplicação:** Esta camada corresponde às camadas de aplicação, apresentação e sessão do modelo OSI, representando o nível mais alto de abstração na arquitetura TCP/IP. Ela é responsável por fornecer serviços de comunicação que interagem diretamente com o usuário, permitindo a utilização de diversas aplicações. Entre os protocolos mais utilizados nesta camada estão: o *Hypertext Transfer Protocol* (HTTP), para acesso à internet; o *File Transfer Protocol* (FTP), para transferência de arquivos; e o *Simple Mail Transfer Protocol* (SMTP), para envio de e-mails, entre outros.

2.5 Protocolos de Comunicação no Setor Elétrico

Os protocolos de comunicação são conjuntos de regras que definem a forma de transmissão, tratamento e sincronização de dados entre dispositivos de uma rede. Eles incluem mecanismos para controle de erros, ordenação de pacotes, confirmação de recebimento e endereçamento, garantindo uma comunicação eficiente e padronizada.

No setor elétrico, os protocolos de comunicação desempenham um papel fundamental, permitindo que as informações de campo sejam transmitidas entre os equipamentos, aos sistemas SCADA das subestações e, posteriormente, aos Centros de Controle. Com o avanço da tecnologia, novos equipamentos, como os IEDs, foram sendo incorporados às subestações, aumentando a complexidade dos sistemas e exigindo protocolos cada vez mais sofisticados, capazes de lidar com a demanda de conectividade, segurança e confiabilidade. Além disso, até a década de 80, cada fabricante utilizava protocolos proprietários, o que gerava dificuldades significativas na integração, manutenção e gerenciamento dos equipamentos de diferentes fornecedores (VICENTE, 2011).

Para resolver esse problema, houve a necessidade de se criar protocolos abertos, ou seja, que possam se comunicar com equipamentos de diferentes fabricantes de forma padronizada e flexível. Assim, órgãos internacionais padronizadores como o *International Electrotechnical Commission* (IEC) criaram alguns dos protocolos de comunicação mais utilizados no setor elétrico.

Entre os mais relevantes no SAS, destacam-se o Modbus, o *Distributed Network Protocol* (DNP V3.0), a norma IEC 61850 e a norma IEC 60870. Este último com os protocolos IEC60870-5-101/104 e o *Inter-Control Center Communications Protocol* (ICCP ou IEC 60870-6). Embora ainda sejam bastante utilizados no setor elétrico, como o foco do trabalho não envolve o DNP3 e o Modbus, então eles não serão aprofundados.

2.5.1 Norma IEC 61850

A norma IEC 61850, criada pela IEC, é amplamente utilizada para a comunicação local e de alta velocidade dentro das subestações, garantindo a troca eficiente de dados entre os equipamentos e o sistema SCADA. Ela assegura a interoperabilidade entre dispositivos de fabricantes distintos, além de adotar uma estrutura orientada a objetos, que modela os equipamentos de acordo com suas características específicas, como tipo (disjuntores, chaves seccionadoras), funções (controle, proteção e medição) e resposta à eventos (falhas, comandos, alarmes). Essa abordagem padroniza e flexibiliza a comunicação, adaptando-se à evolução tecnológica e ao aumento da complexidade dos sistemas, evitando que a norma se torne obsoleta (ARAÚJO, 2023).

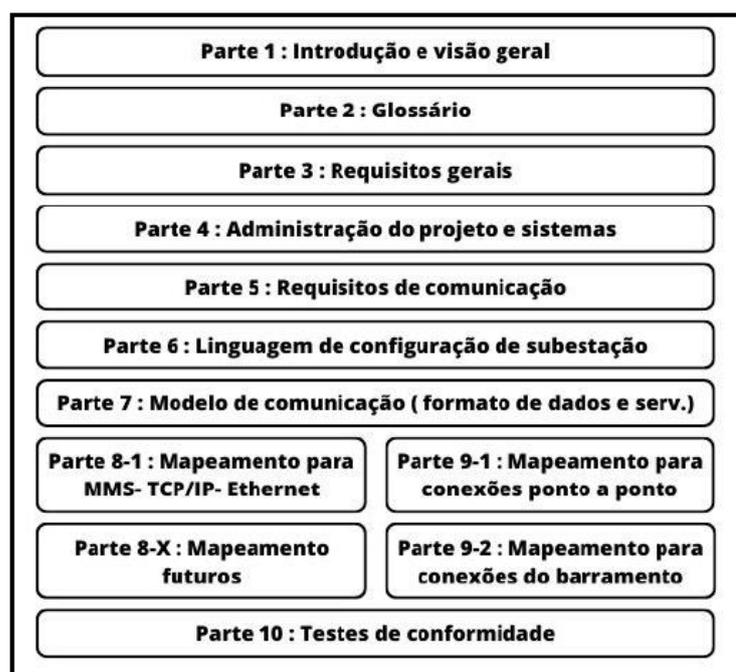
A norma é subdividida em dez partes, conforme ilustrado na Figura 5, abordando todos os requisitos necessários para sua implantação no SAS.

Além disso, para atender às necessidades das subestações modernas, a norma é composta por protocolos baseados no padrão *Ethernet* e TCP/IP (KREUTZ, 2014):

- **Generic Object-Oriented Substation Events (GOOSE):** Promove a comunicação horizontal em alta velocidade entre IEDs, seja de fabricantes distintos ou não.

- **Manufacturing Message Specification (MMS):** É o protocolo responsável pela comunicação vertical entre IEDs e o sistema SCADA da subestação.
- **Sampled Values (SV):** Fornece medições em tempo real provenientes de instrumentos de medição, como TCs e TPs, para os IEDs.

Figura 5 – As dez divisões da Norma IEC 61850



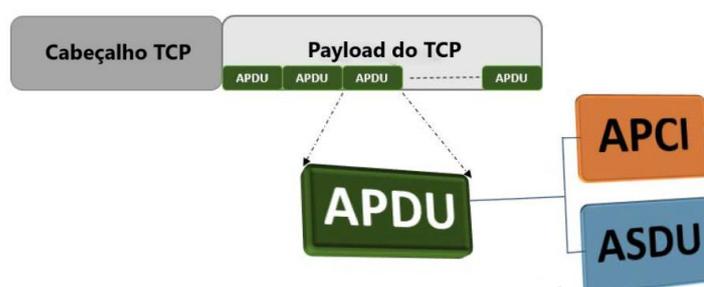
Fonte: (ARAÚJO, 2023)

2.5.2 Protocolo IEC60870-5-104

A norma IEC 60870 foi desenvolvida pela IEC com o objetivo de definir os sistemas utilizados para Telecontrole em Sistemas de Potência, empregando protocolos padronizados capazes de garantir a interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes distintos. Essa norma é subdividida em seis partes, abrangendo aspectos como princípios gerais, condições de operação, interfaces (requisitos de interoperabilidade) e protocolos de transmissão de dados (SKOKO, ATLAGIC e ISAKOV, 2014). A quinta parte da norma, em especial, define os protocolos utilizados para Telecontrole em sistemas SCADA, incluindo o IEC 60870-5 104, que o foco deste trabalho.

O protocolo IEC 60870-5 104, também conhecido como IEC104, foi desenvolvido para a distribuição de dados entre sistemas SCADA e Centros de controle remotos, por meio de uma arquitetura baseada no modelo TCP/IP, utilizando a porta 2404. Ele adota as cinco camadas deste modelo e é uma extensão do protocolo IEC 60870-5 101(IEC101), que opera apenas com três camadas: Aplicação, enlace e física, sendo esta última implementada por meio de uma interface serial. A vantagem do IEC104 está na adição das camadas de rede e transporte, que encapsulam os pacotes de dados do IEC101 em um *Payload* TCP, conforme Figura 6, permitindo sua transmissão para outras redes LAN ou WAN (MAI, 2019). Isso viabiliza uma comunicação eficiente com dispositivos localizados a grandes distâncias, além de proporcionar maior flexibilidade e escalabilidade ao sistema.

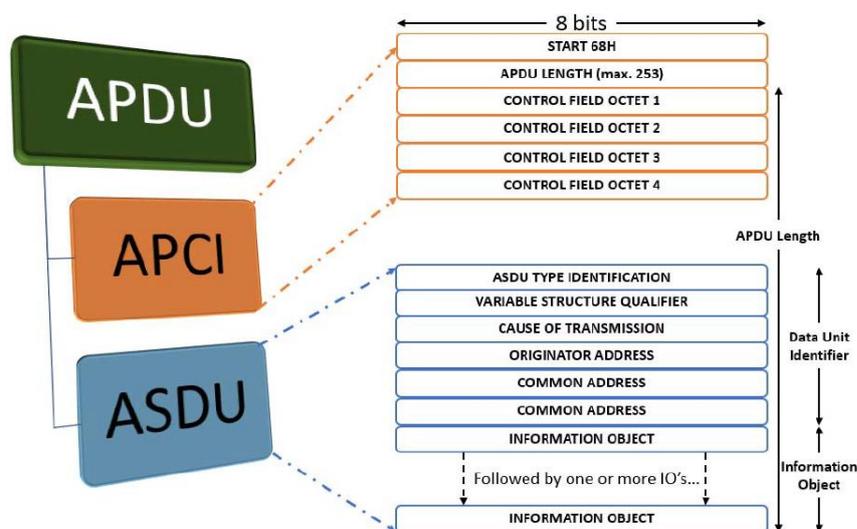
Figura 6 – APDU como parte do *Payload* do TCP



Fonte: Adaptado de (MAI, 2019)

Conforme ilustrado na Figura 6, a unidade básica de transferência de dados do protocolo IEC 104 é chamada de *Application Protocol Data Unit* (APDU). Ela atua na camada de aplicação e é composta por dois elementos principais: *Application Protocol Information* (APCI) e *Application Service Data Unit* (ASDU). A APCI serve como um cabeçalho para a APDU, com bits responsáveis por iniciar e finalizar a transmissão, identificar o tipo e o tamanho do dado, entre outros. Já a ASDU é uma estrutura de tamanho variável que carrega consigo as informações propriamente ditas. Ela é subdividida em *Data Unit Identifier* (DUI) e *Information Object* (IO). O DUI contém bits que identificam o tipo de dado dentro da ASDU, enquanto o IO carrega o conteúdo real da mensagem, como status de equipamentos, valores de medição ou comandos. (SKOKO, ATLAGIC e ISAKOV, 2014). A estrutura da APDU e suas divisões podem ser visualizadas na Figura 7.

Figura 7 – Estrutura de um APDU



Fonte: (MAI, 2019)

Dentro de uma subestação, existem diversos tipos de dados que podem ser transmitidos. O objeto de informações da ASDU permite representar todos eles por meio de códigos padronizados, que serão compreendidos e enviados pelo IEC 104 até seu destino. Na Tabela 1, são apresentados alguns dos diferentes tipos de objetos de informação suportados pelo IEC 104.

Tabela 1 – Alguns tipos de Objetos de informação suportados pelo IEC 104

ID	Tipo	Descrição
1	M_SP_NA_1	Informação de ponto Simples sem estampa de tempo
3	M_DP_NA_1	Informação de ponto Duplo sem estampa de tempo
9	M_ME_NA_1	Valor medido, valor normalizado sem estampa de tempo
11	M_ME_NB_1	Valor medido, valor escalonado sem estampa de tempo
13	M_ME_NC_1	Valor medido, ponto flutuante de precisão simples sem estampa de tempo
30	M_SP_TB_1	Informação de ponto Simples com estampa de tempo
31	M_DP_TB_1	Informação de ponto Duplo com estampa de tempo
35	M_ME_TE_1	Valor medido, valor escalonado com estampa de tempo
36	M_ME_TF_1	Valor medido, ponto flutuante de precisão simples com estampa de tempo
45	C_SC_NA_1	Comando Simples
46	C_DC_NA_1	Comando Duplo
48	C_SE_NA_1	Comando <i>Setpoint</i> , Valor normalizado
49	C_SE_NB_1	Comando <i>Setpoint</i> , Valor escalonado
50	C_SE_NC_1	Comando <i>Setpoint</i> , ponto flutuante de precisão simples

Fonte: Adaptado de (SKOKO, ATLAGIC e ISAKOV, 2014)

O protocolo IEC 104 possui uma arquitetura do tipo Cliente-Servidor, onde o Sistema de supervisão e Controle Local (SSCL) funciona como um servidor de informações, enquanto o cliente, como é o caso dos Centros de Operação, monitora e controla essas informações. Essa interação ocorre por meio de três procedimentos gerais (SKOKO, ATLAGIC e ISAKOV, 2014):

1. **Inicialização da Estação:** Inicializa o dispositivo servidor e o deixa em modo de operação, pronto para enviar e receber dados;
2. **Interrogação geral:** Permite ao mestre requisitar informações do servidor relacionadas a variáveis de processo específicas;
3. **Transmissão de comando:** Utilizado para enviar comandos à estação supervisionada, alterando o estado de equipamentos controlados.

Além disso, a comunicação não é unilateral. O servidor não depende da interrogação geral do cliente para enviar os dados. Embora a comunicação seja iniciada pelo cliente, o IEC 104 permite o envio espontâneo dos dados pelo servidor sempre que houver alterações nos estados monitorados. Esta funcionalidade assegura que eventos críticos sejam reportados em tempo real. Adicionalmente, o cliente realiza transmissões periódicas para manter a comunicação ativa e evitar a perda de supervisão, como ilustrado na Figura 8 (QUEIROZ, 2010).

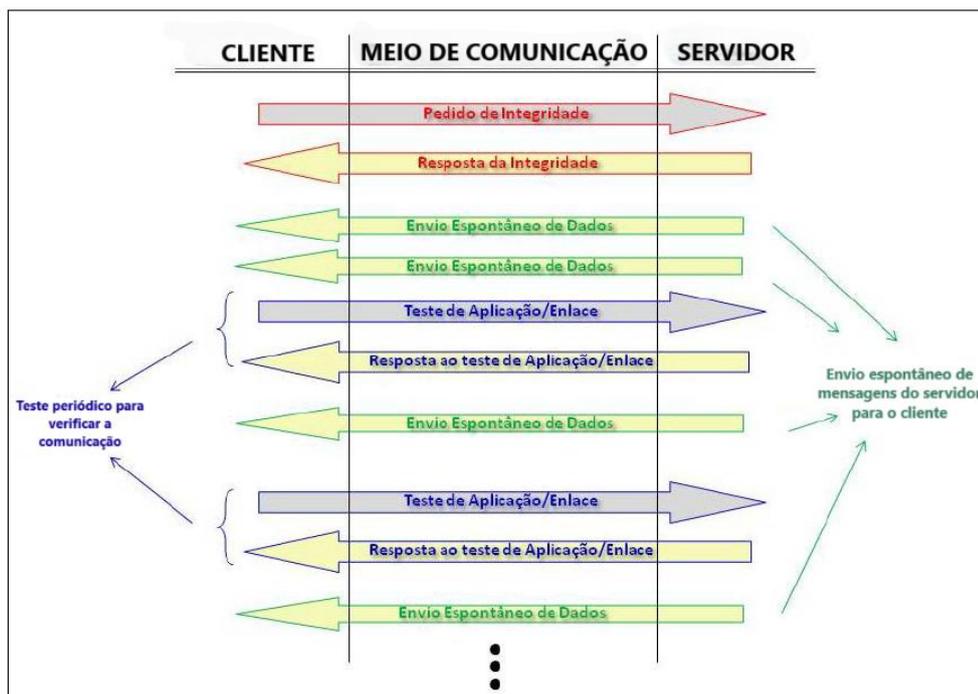
2.6 Sistemas SCADA

Os sistemas SCADA, acrônimo para o termo em inglês *Supervisory Control and Data Acquisition* (Controle Supervisório e Aquisição de Dados), são ferramentas essenciais e estratégicas para a Supervisão e Controle em tempo real de processos. Eles são bastante difundidos, alcançando diversos segmentos do setor produtivo como o de energia, saneamento, alimentos, infraestrutura, transportes, oleodutos, gasodutos, além de indústrias químicas e petroquímicas (PIRES, DE OLIVEIRA e BARROS, 2004).

O sistema SCADA é constituído por uma combinação de hardware e software que, por meio de protocolos de comunicação variados, possibilita uma interação de alto nível entre o operador e o processo. Ele desempenha funções de monitoramento

em tempo real do processo, assim como a aquisição, distribuição e armazenamento dos dados provenientes do campo. Além disso, o sistema possui ferramentas úteis para a geração de relatórios (atuais e históricos), gráficos, previsões e tendências de processo e gerenciamento de alarmes internos (OLIVEIRA, 2019).

Figura 8 – Representação gráfica da troca de dados entre Cliente e Servidor



Fonte: Adaptado de (QUEIROZ, 2010)

No contexto do setor elétrico, o sistema SCADA desempenhou um papel determinante durante a revolução digital que ocorreu com os sistemas elétricos de potência na década de 90, impactando as etapas de geração, transmissão e distribuição de energia. Sua evolução foi impulsionada pela preocupação com a segurança dos colaboradores, que estavam sempre em contato com os painéis de controle e supervisão convencionais, e pela necessidade de monitorar e controlar os dispositivos em instalações localizadas em áreas remotas (ZANGHI, 2019).

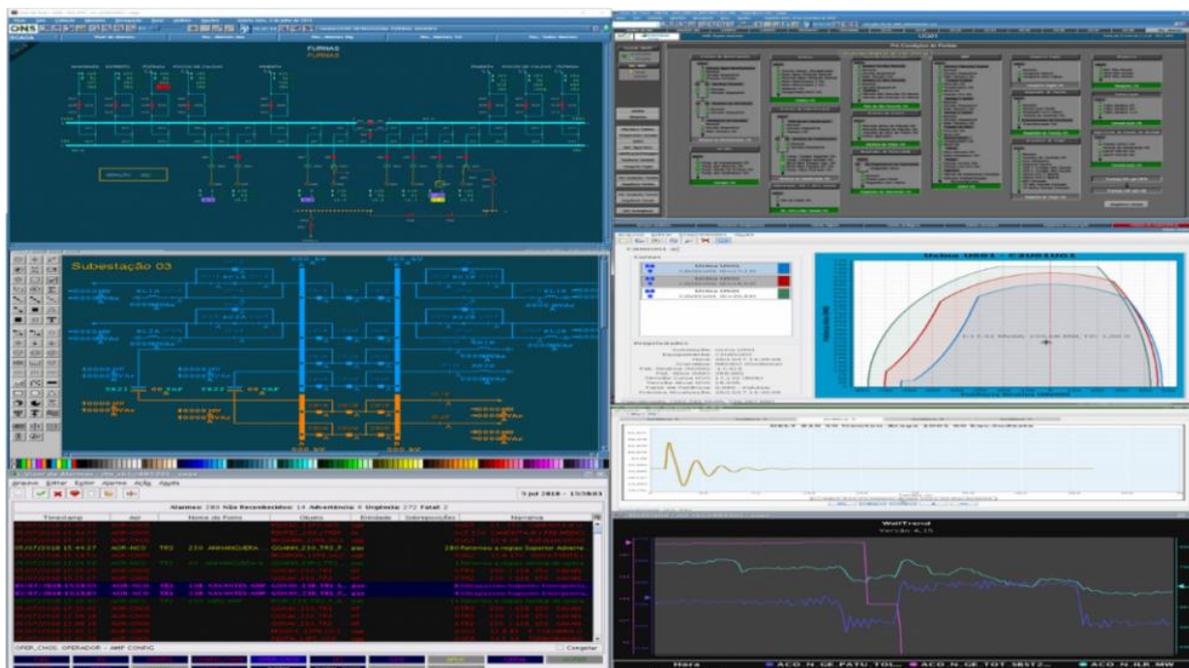
Uma das melhorias que o SCADA proporciona ao setor elétrico é a aquisição e o tratamento dos dados de maneira mais eficiente, rápida e segura, resultando em maior visibilidade dos processos, custos operacionais menores, diminuição dos

desperdícios de recursos e menor ocorrência de paradas não planejadas no processo causadas por falhas técnicas (ARAÚJO, 2023).

2.6.1 SAGE

Para atender às exigências do sistema elétrico brasileiro da época, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), decidiu criar em 1991 o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE). O SAGE é um sistema de Supervisão e Controle de alto desempenho que se disseminou rapidamente pelo Brasil e é utilizado por diversas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país, além do ONS. Ele pode realizar as diversas funcionalidades de um Sistema SCADA, mas também pode ser customizado para operar como *gateway* de comunicação, como um concentrador de dados de um sistema de distribuição ou até mesmo como um centro de operação de sistemas (SAGE, 2025). Um exemplo da interface gráfica do SAGE pode ser visualizado na Figura 9.

Figura 9 – Elementos da interface gráfica do SAGE



Fonte: (CEPEL, 2025)

Com uma estrutura robusta e distribuída, o SAGE possui um conjunto variado de módulos nativos que permitem a comunicação com diversos equipamentos de campo (IEDs e UTRs) e centros de controle regionais ou de sistema (COR ou COS), por meio de diversos protocolos como: IEC61850, IEC60870-5-101/104, ICCP (IEC60870-6 TASE 2), DNP3 e Modbus (SAGE, 2025). O sistema também conta com o modelo *Energy Management System* (EMS) que incorpora ferramentas avançadas de análise de Redes em tempo real e modo de estudos. Estas ferramentas fornecem estimativas confiáveis sobre o estado do sistema, possibilitando que o operador desenvolva estratégias de controle mais eficazes e tome decisões assertivas para otimizar a operação da rede.

2.6.2 Elipse Power

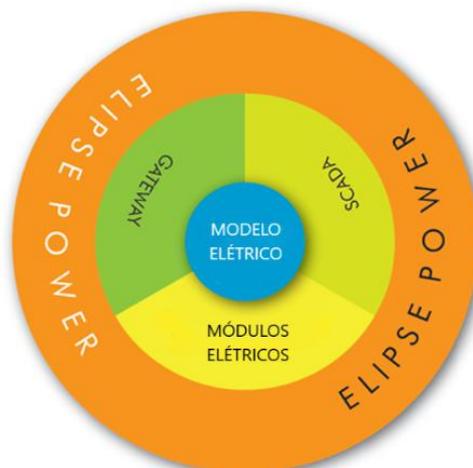
O avanço tecnológico no setor elétrico acarretou em um grande aumento na quantidade e complexidade dos dados tratados, o que implica em custos crescentes de engenharia e comissionamento. Para resolver isso, a Elipse Software, umas das líderes nacionais no desenvolvimento de soluções para o gerenciamento de processos em tempo real, criou o Elipse Power.

O Elipse Power é um Software utilizado no desenvolvimento de aplicações para automação de subestações e possui diversas funcionalidades que buscam uma maior eficiência operacional e uma maior confiabilidade do sistema, assim como menores custos e ganhos de escala. Ele é composto por quatro elementos que podem ser vistos no diagrama da Figura 10.

O Modelador elétrico é uma ferramenta CAD que permite modelar os diagramas unifilares de operação, facilitando a estruturação do sistema e diminuindo o seu tempo de configuração e comissionamento. Os componentes gerados no modelador criam uma estrutura de dados e a partir deles são criados os objetos de tela, históricos, alarmes, que constituem a parte SCADA do diagrama. Através dos módulos elétricos, tal estrutura pode ser utilizada por algoritmos inteligentes que auxiliam na análise de alguns conceitos associados à rede como: cálculo do fluxo de potência, estimador de estados, autocura, processador topológico, etc. Por fim, o elemento *Gateway*

corresponde a toda interface de comunicação com outros equipamentos e servidores (ELIPSE, 2025).

Figura 10 – Diagrama do Elipse Power

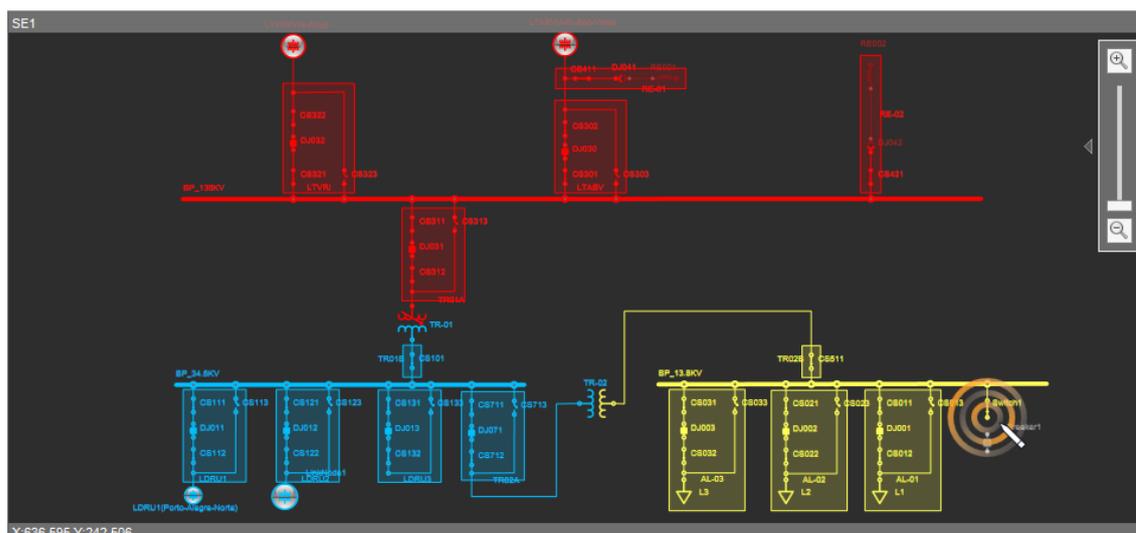


Fonte: Adaptado de (ELIPSE, 2025)

Para se utilizar o Elipse Power, é necessário obter quatro módulos: E3 Server, Elipse Power Studio, Elipse Power Viewer e E3 Admin.

- E3 Server: Ele é considerado o coração da aplicação. É nele que acontece todo o gerenciamento, processamento e integração dos dados, além da coordenação dos outros módulos do Elipse Power.
- Elipse Power Studio: Corresponde ao ambiente de desenvolvimento que permite a configuração e a construção do sistema supervisório como um todo. Ele possui uma interface funcional e intuitiva como ilustrado na Figura 11.
- Elipse Power Viewer: Consiste na tela da aplicação que interage com o usuário em tempo de execução. A partir dela é possível visualizar e operar o sistema da própria máquina local ou de um ambiente remoto (GUSMÃO, 2023).
- E3 Admin: É o módulo que gerencia o E3 Server. Ele possui uma interface gráfica que permite parar, reiniciar ou fechar o E3 Server, além de exibir status de drivers de comunicação, licenças, domínios, etc.

Figura 11 – Interface do Elipse Power



Fonte: (ELIPSE, 2025)

2.7 Distribuição de Informações

A distribuição de informações em uma subestação consiste no envio de dados coletados pelo Sistema de Supervisão e Controle Local (SSCL) para instalações de nível hierárquico superior, como centros de operação da própria empresa ou centros regionais do ONS. Esse processo é fundamental no contexto do SAS, pois centralizar os dados em níveis superiores aumenta a visibilidade operacional, facilitando a identificação precoce de falhas no sistema. (QUEIROZ, 2010). Além disso, essa centralização contribui para a otimização de recursos, o planejamento de demandas e a tomada de decisões estratégicas em tempo real, fortalecendo a confiabilidade e a eficiência do sistema elétrico.

Para permitir a comunicação entre o SSCL e os Centros de Operação, é essencial estabelecer um canal de comunicação entre ambos os sistemas. Esses canais podem ser implantados de duas formas (QUEIROZ, 2010):

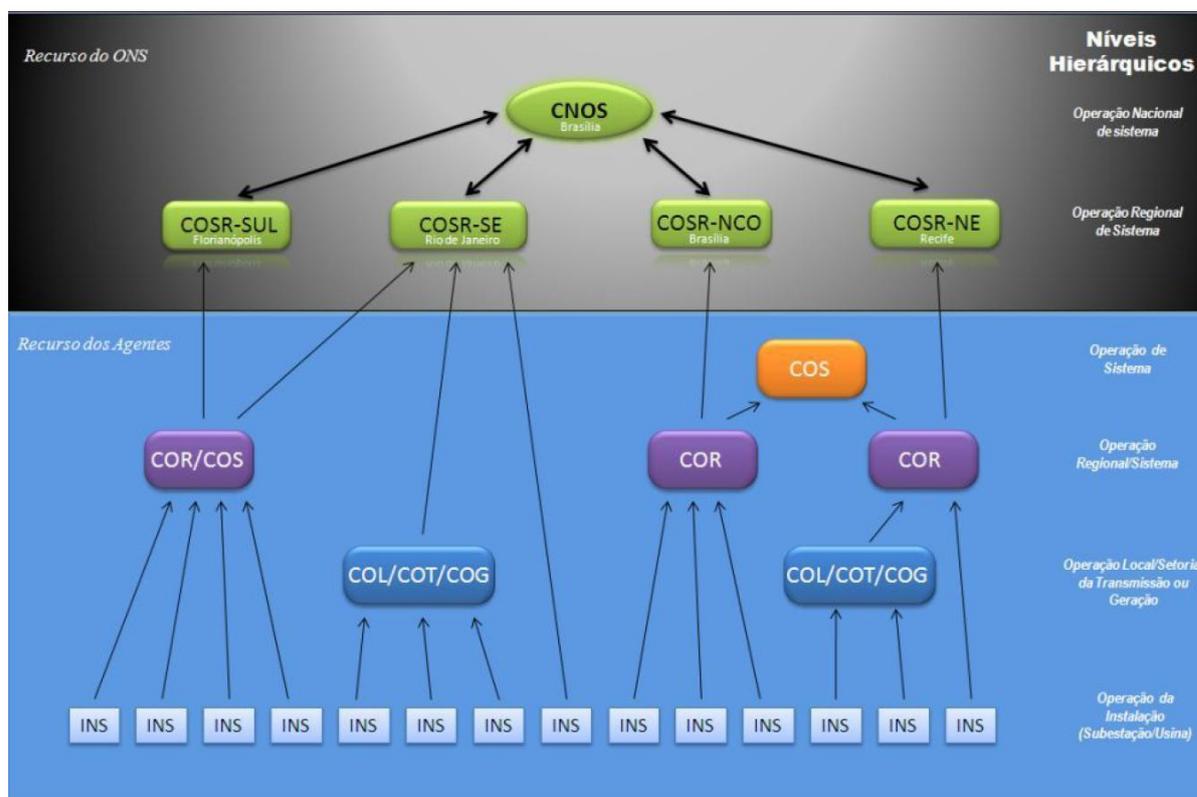
- Rede do agente: Com a utilização de recursos próprios, como enlaces de rádio ou cabos *Open Ground Wire* (OPGW). O OPGW é um cabo para-raios com um núcleo de fibra óptica, que além de oferecer proteção contra descargas atmosféricas, também permite a transmissão de dados (MELLO, 2023).

- Empresas de Telecomunicação: Algumas empresas de telecomunicação, como a Embratel, Algar Telecom, Brasil Telecom, oferecem canais dedicados para garantir a comunicação entre as subestações e os Centros de Operação.

Segundo (QUEIROZ, 2010), os Centros de Operação são instalações que possuem uma infraestrutura robusta de supervisão e controle, permitindo a interação com sistemas de nível hierárquico inferior (subestações, usinas, regiões de controle), bem como os de níveis superiores, como os Centros de Operações Regionais (COR) e o próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A hierarquia desses centros segue uma estrutura organizada, onde as decisões fluem de maneira eficiente de um nível para outro, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Hierarquia dos Centros de Operações



Fonte: (QUEIROZ, 2010)

De acordo com a Figura 12, na base da hierarquia estão os SSCL ou INS (Sigla para instalações, neste caso), responsáveis por monitorar e controlar os

equipamentos em campo. A partir daí, a comunicação pode ser realizada com os Centros de Operação Regionais do Sistema (COSR) através de um concentrador de dados (que pode ser o Centro de Operação do agente) ou diretamente. O COSR faz parte do ONS e existem quatro deles distribuídos por todo o Brasil: COSR-S, COSR-SE, COSR-NCO, COSR-NE (Sul, Sudeste, Norte/Centro-Oeste e Nordeste). No topo dessa hierarquia, encontra-se o centro nacional do ONS (CNOS), responsável por coordenar o SIN, gerenciando a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em escala nacional. Essa estrutura centraliza e monitora as informações de forma contínua, garantindo um controle eficiente do sistema, além de assegurar a segurança e a estabilidade do sistema elétrico nacional (QUEIROZ, 2010).

Para realizar a distribuição de dados, além de um canal de comunicação, é necessário um protocolo de comunicação aberto, robusto e que seja capaz de transmitir dados a longas distâncias. De acordo com (ONS, 2022), o ONS define quais são os protocolos padrão que os agentes de Operação devem implementar em suas instalações para viabilizar a distribuição de dados entre subestações e Centros de Operação. Estes incluem o IEC 60870-5-104 (TCP/IP) e DNPV3.0 sobre enlace TCP/IP. Para as comunicações entre Centros de Operação, o protocolo preferencial é o ICCP-TASE.2 (IEC 60870-6-802), embora também possam ser utilizados o IEC 60870-5-104 e o DNP V3.0, mediante consulta prévia com o ONS.

Neste trabalho, optou-se pela utilização do protocolo IEC 60870-5-104 para distribuir os dados de uma subestação para um centro de controle devido à sua ampla utilização pelo ONS e por ser um protocolo criado pelo IEC especificamente para este uso. Além disso, sua compatibilidade com diferentes sistemas SCADA, como o SAGE e o Eclipse Power, torna-o ideal para atender os requisitos de interoperabilidade e flexibilidade deste projeto.

3 METODOLOGIA

Este capítulo busca implementar, passo a passo, o processo de distribuição de dados entre dois Sistemas SCADA. Inicialmente, são descritas as etapas do processo, definindo-se as tecnologias utilizadas para o seu desenvolvimento, assim como as limitações no projeto. Em seguida, o capítulo se aprofunda nas configurações de distribuição a serem feitas em cada Sistema SCADA para assegurar a troca eficiente de dados entre eles, bem como a criação das telas de processo voltadas à operação e ao monitoramento.

3.1 Descrição do Processo

A distribuição de dados em tempo real entre dois sistemas SCADA é uma tarefa importante e complexa, exigindo diversos procedimentos que devem ser seguidos para garantir uma comunicação eficiente e sem falhas. Para facilitar a compreensão deste processo, optou-se por implementar uma versão simplificada da estrutura, mantendo os principais aspectos funcionais do sistema.

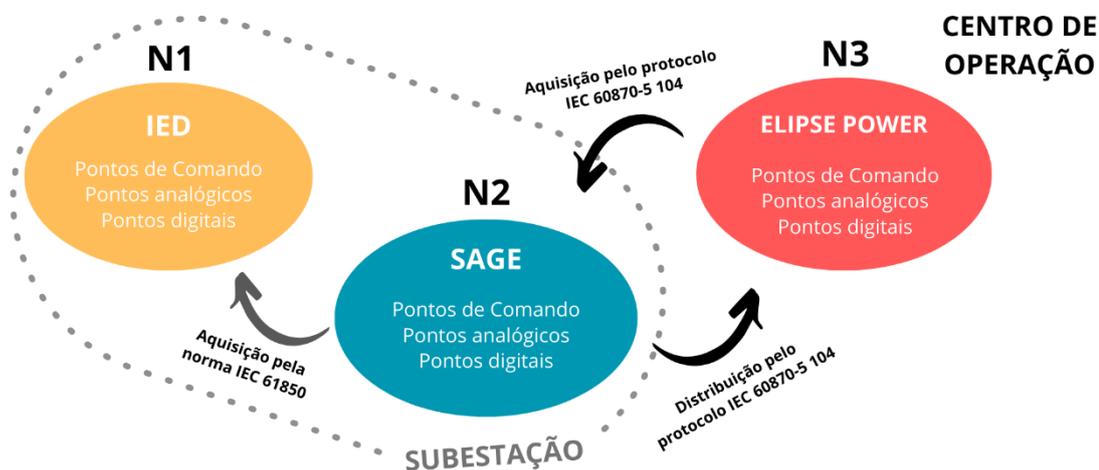
3.1.1 Estrutura do Sistema

A Figura 13 ilustra a arquitetura lógica do sistema, na qual são definidos os sistemas SCADA a serem utilizados e os protocolos de comunicação que interligam os diferentes níveis de operação. Para fins didáticos e em conformidade com o escopo deste trabalho, optou-se por abstrair o nível 0 da arquitetura, concentrando-se nos elementos a partir do nível 1, ou seja, nos pontos de Supervisão e Controle presentes no IED. Assim, o SAGE realizará a aquisição desses pontos por meio do protocolo MMS da norma IEC 61850, permitindo que sejam supervisionados e controlados de forma adequada.

O foco principal deste trabalho concentra-se na interface de comunicação entre os níveis 2 e 3, onde ocorre a distribuição dos dados propriamente dita. Nesse contexto, o SAGE deve ser configurado para realizar a distribuição de dados utilizando

o protocolo IEC 60870-5 104 (IEC 104), enquanto o Elipse Power é configurado para receber as informações por meio do mesmo protocolo.

Figura 13 – Arquitetura lógica do sistema



Fonte: Próprio Autor (2025)

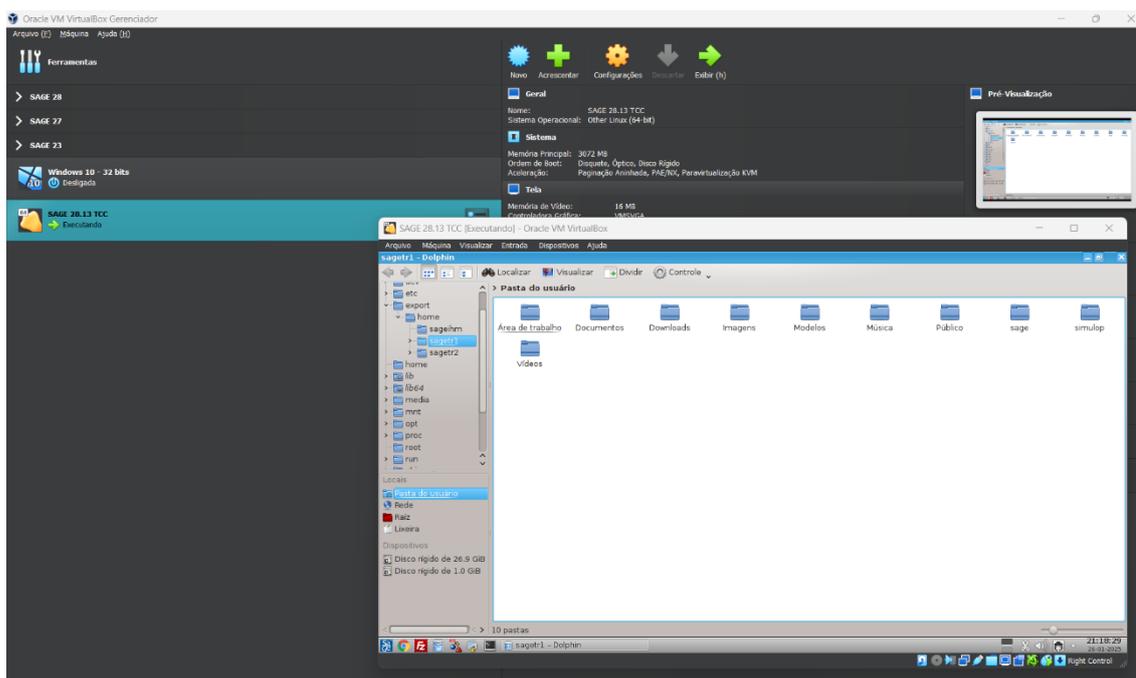
3.1.2 Utilização de Máquina Virtual (VM) como um servidor SAGE

O SAGE é um sistema operacional baseado em Linux, projetado para operar de forma contínua em subestações elétricas, garantindo a supervisão e controle dos sistemas. Para viabilizar o desenvolvimento deste trabalho, o SAGE foi simulado em uma máquina virtual. Essa abordagem permite replicá-lo, incluindo suas diferentes versões e atualizações, além de executar a base de dados de uma subestação, reproduzindo quase que fielmente o ambiente operacional típico encontrado nessas instalações.

Embora essa abordagem possua algumas limitações, como ausência de redundância (devido à simulação de um único servidor por vez) e restrições no número de portas *Ethernet*, ela se mostra adequada para o contexto deste projeto, oferecendo a simplificação necessária para os testes.

Para a implementação, utilizou-se a máquina virtual *Oracle VM VirtualBox*, cuja interface é apresentada na Figura 14. A versão do SAGE utilizada foi a 28, na atualização 13 (SAGE 28-13).

Figura 14 – SAGE 28-13 simulado na Oracle VM VirtualBox



Fonte: Próprio Autor (2025)

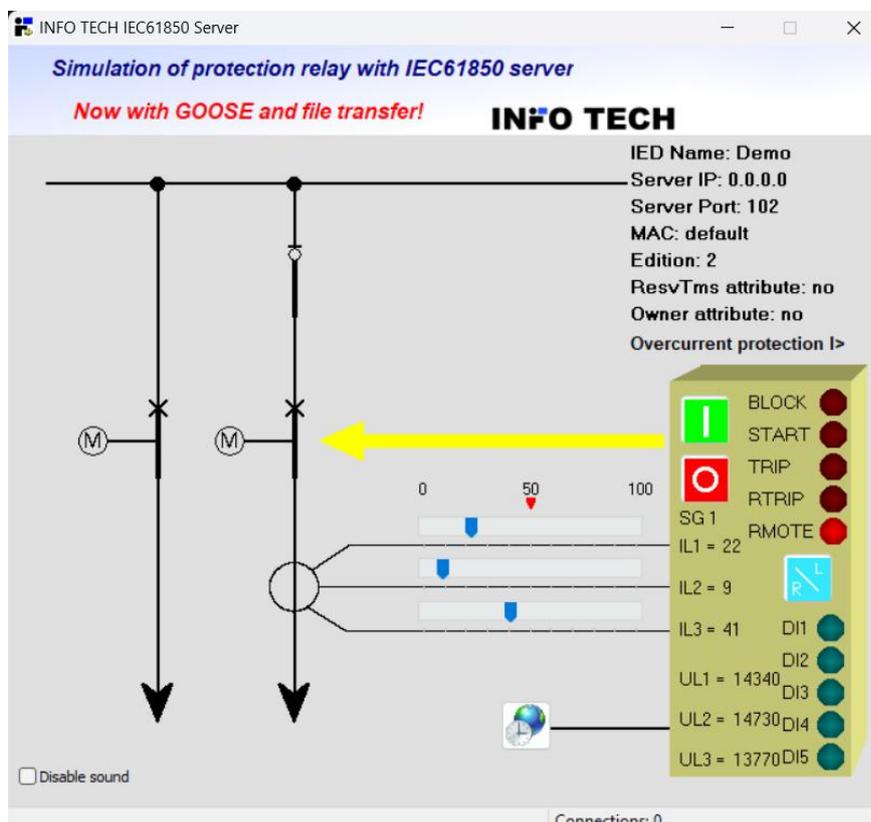
3.1.3 Modelagem da Subestação

Para modelar a planta da Subestação deste trabalho, utilizou-se o *software* IEC61850 Server da INFOTECH que simula um IED simplificado, conforme ilustrado na Figura 15, o qual desempenha um papel central na representação do nível 1 do sistema. O simulador foi configurado para fornecer todos os pontos de supervisão e controle necessários, que são posteriormente integrados ao SAGE, utilizando a norma IEC 61850.

Embora os equipamentos de pátio (nível 0) tenham sido abstraídos neste projeto devido à utilização do simulador em vez de equipamentos físicos, é importante destacar a relevância destes na geração dos sinais e eventos que alimentam o IED. O simulador utilizado reproduz parte dessa dinâmica ao apresentar um diagrama unifilar que replica o *layout* e conexão de alguns equipamentos de campo. Sua interface permite visualizar o unifilar e também interagir diretamente com os dispositivos simulados, possibilitando o controle remoto de elementos como disjuntores e seccionadoras. Assim, além de gerar os pontos necessários para o IED, o simulador oferece uma experiência mais próxima da realidade operacional, permitindo testar a comunicação, a supervisão e o controle. Essa abordagem facilita

a validação e o desenvolvimento da integração com o SAGE, eliminando a necessidade de equipamentos físicos.

Figura 15 – Simulador de IED INFOTECH



Fonte: (INFOTECH, 2025)

O diagrama unifilar do simulador da Figura 15 é composto por dois disjuntores que podem ser operados remotamente (via SAGE) ou localmente (no IED), uma chave seccionadora que é limitada a comandos locais, medidores de tensão e corrente trifásicas, botões para seleção de modo de operação (local/remoto) e de comando dos disjuntores, além de pontos de *status* de eventos associados a proteções do IED e entradas digitais configuráveis. Essas entradas podem ser manipuladas manualmente na interface, permitindo a simulação de alterações no estado de grandezas dos dispositivos, como proteções e alarmes. Além disso, o software oferece uma função de proteção de sobrecorrente, que irá atuar, neste caso, quando uma ou mais fases ultrapassarem o valor limite de corrente indicado na interface. Essa função é

importante, pois auxilia na validação de lógicas e da recepção dos alarmes na tela do SAGE.

Embora a configuração do diagrama unifilar ilustrado na Figura 15 não represente exatamente a funcionalidade de uma subestação real, ela contempla todos os tipos de pontos necessários para a supervisão e controle. Dessa forma, é possível simular, em tempo real, a troca de informações entre os equipamentos de campo e o sistema de controle da subestação.

3.1.4 Arquitetura de Rede

A arquitetura de rede do sistema desempenha um papel fundamental, pois define a forma como os dispositivos, protocolos e sistemas interagem entre si. A Figura 16 ilustra a arquitetura de rede adotada neste trabalho, que foi simplificada para atender melhor aos objetivos propostos.

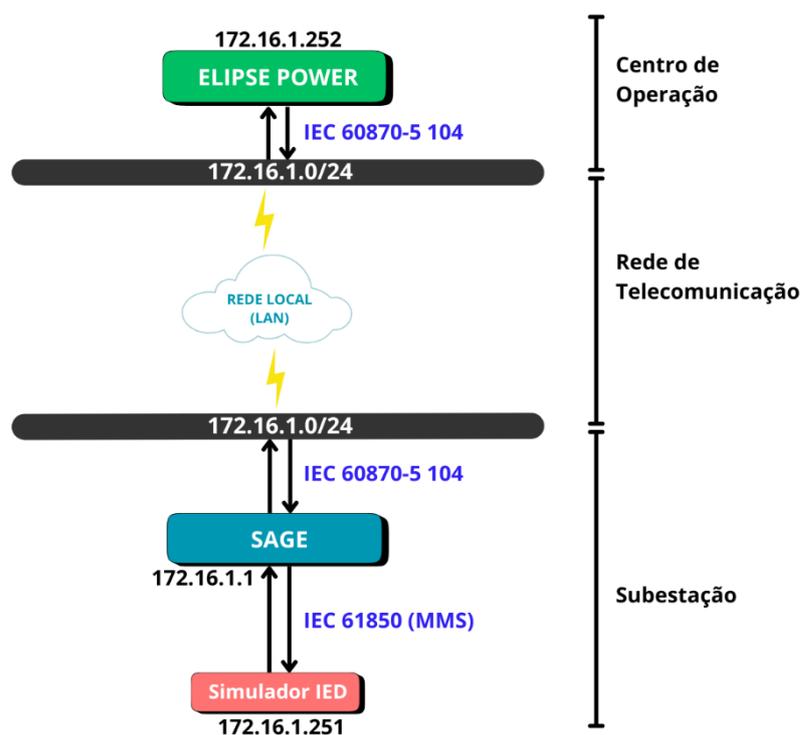
O sistema foi implementado em um computador físico, onde foi hospedado o Eclipse Power, atuando como um Centro de Operação remoto, cujo IP é 172.16.1.252. Além disso, foram utilizadas duas máquinas virtuais da plataforma *Oracle VM VirtualBox*:

- Máquina Virtual 1: Executa o SAGE como servidor SCADA, com IP 172.16.1.1;
- Máquina Virtual 2: Opera em um ambiente Windows 10, executando o simulador de IED, com IP 172.16.1.251.

Em um cenário real, a comunicação entre o SAGE e o Eclipse Power ocorre por meio de um canal de telecomunicação dedicado, que pode ser fornecido por uma operadora ou pelo próprio agente responsável pela operação. Além disso, elementos como concentradores de dados e outros dispositivos intermediários geralmente são utilizados para otimizar a troca de informações através desse canal.

No entanto, para simplificar a implementação e facilitar a demonstração da configuração de distribuição de dados, optou-se por interligar todos os componentes via rede local. Essa abordagem elimina a necessidade de infraestrutura externa, possibilitando maior controle sobre os testes e validação da comunicação.

Figura 16 – Arquitetura de rede deste projeto



Fonte: Próprio Autor (2025)

3.1.5 Descrição dos dados a serem distribuídos

Neste tópico são apresentados e classificados os pontos que serão adquiridos pelo SAGE via norma IEC 61850 no simulador e, posteriormente, distribuídos para o Elipse Power. Os dados utilizados neste projeto são organizados em três categorias principais:

1. **Pontos de Supervisão digitais:** Estes elementos são predominantes e incluem estados e alarmes de equipamentos e de suas proteções. A Tabela 2 exibe os pontos digitais utilizados, incluindo descrição, tipo, função geral e ID no Elipse Power. O disjuntor localizado à esquerda da interface do simulador na Figura 15 é identificado como “DE”, enquanto o disjuntor mais à direita recebe a nomenclatura “DD”. Além disso, alguns pontos são duplos e outros são simples.

Os pontos simples possuem apenas um algarismo, variando entre 0 ou 1, que significa desativado ou ativado, respectivamente. Já os pontos duplos possuem dois algarismos variando entre 0 e 1, permitindo quatro

combinações distintas para representar o estado do componente. No caso do disjuntor como ponto duplo, as variações são:

- **00** – Indeterminado: O estado do ponto é desconhecido ou está em transição;
- **01** – Aberto: O disjuntor está aberto;
- **10** – Fechado: O disjuntor está fechado;
- **11** – Estado inválido: Indica uma inconsistência ou falha na medição.

Tabela 2 – Pontos de Supervisão digitais

Descrição	Tipo de ponto	ID no Elipse	Função Geral
Disjuntor DD	Duplo	CTG_UFPE_52_D	Status do disjuntor DD
Disjuntor DE	Duplo	CTG_UFPE_52_E	Status do disjuntor DE
Chave seccionadora	Duplo	CTG_UFPE_CHAVE	Status da Chave
Block	Simple	CTG_UFPE_BLOCK	Inibe a ação de proteções ou disparos
Start	Simple	CTG_UFPE_START	Início da atuação de uma proteção
TRIP	Simple	CTG_UFPE_TRIP	TRIP para abrir o disjuntor devido atuação de proteção
Remote TRIP	Simple	CTG_UFPE_RTRIP	Indicação TRIP remoto
IED em Local	Simple	CTG_UFPE_LOC	Modo de operação Local/Remoto
Falta Alimentação Circ. Abertura 1	Simple	CTG_UFPE_FACU	Ausência de alimentação no circuito de abertura do disjuntor
Baixa pressão Sist. Ext. SF6 1° grau	Simple	CTG_UFPE_SF61	Advertência sobre baixa pressão do gás SF6 no disjuntor
Baixa pressão Sist. Ext. SF6 2° grau	Simple	CTG_UFPE_SF62	Alarme crítico sobre baixa pressão do gás SF6 no disjuntor
Falta Alimentação CA Motor	Simple	CTG_UFPE_FCAM	Ausência de alimentação CA no motor
Mola descarregada	Simple	CTG_UFPE_MDES	Indicação do descarregamento da mola do disjuntor

Fonte: Próprio Autor (2025)

2. Pontos de Supervisão analógicos: Estes elementos representam as medições de corrente e tensão, provenientes respectivamente de TCs e TPs. A Tabela 3 organiza essas medições por fase, sendo que os limites

apresentados são fixos no simulador e possuem apenas finalidade didática, não correspondendo aos valores de um sistema real.

Tabela 3 – Pontos de Supervisão analógicos

Descrição	ID no Elipse	Função Geral
Tensão fase A	CTG_UFPE_AMPA	Medição de tensão da fase A (0~15KV)
Tensão fase B	CTG_UFPE_AMPB	Medição de tensão da fase B (0~15KV)
Tensão fase C	CTG_UFPE_AMPC	Medição de tensão da fase C (0~15KV)
Corrente fase A	CTG_UFPE_KVAN	Medição de corrente da fase A (0~100A)
Corrente fase B	CTG_UFPE_KVBN	Medição de corrente da fase B (0~100A)
Corrente fase C	CTG_UFPE_KVCN	Medição de corrente da fase C (0~100A)

Fonte: Próprio Autor (2025)

3. Pontos de Comando: Estes pontos correspondem às operações remotas realizadas pelo SAGE, como o envio de comandos para abrir ou fechar os disjuntores do simulador. A Tabela 4 organiza esses pontos por descrição, tipo e funcionalidade.

Tabela 4 – Pontos de Comando dos disjuntores

Descrição	Tipo de ponto	ID no Elipse	Função Geral
Disjuntor DD	Duplo	CTG_UFPE_52_D	Comanda a abertura e o fechamento do disjuntor DD
Disjuntor DE	Duplo	CTG_UFPE_52_E	Comanda a abertura e o fechamento do disjuntor DE

Fonte: Próprio Autor (2025)

4 INTEGRAÇÃO ENTRE SAGE E ELIPSE POWER

Neste capítulo, será apresentada a parametrização dos elementos necessários para a configuração da comunicação entre o SAGE e o Elipse Power via protocolo IEC 60870-5-104. Serão abordadas a definição das entidades e atributos no SAGE, bem como o preenchimento adequado para a distribuição de dados. Além disso, será descrito o processo de aquisição dessas informações no Elipse Power, garantindo a integração entre os sistemas.

4.1 Configuração do SAGE

O SAGE de uma subestação é composto principalmente por uma base de dados que representa a instalação, juntamente com os módulos necessários para o funcionamento integrado do sistema.

4.1.1 Modelagem da base de dados

A base de dados de uma subestação corresponde a uma estrutura de dados, organizada em pastas e subpastas, que armazena todas as informações de tags e variáveis de processo, configurações de comunicação, histórico de eventos e medições, telas e gráficos de supervisão. Sua estrutura é baseada em um modelo de dados relacional, que utiliza o conceito de entidades, atributos e o relacionamento entre eles.

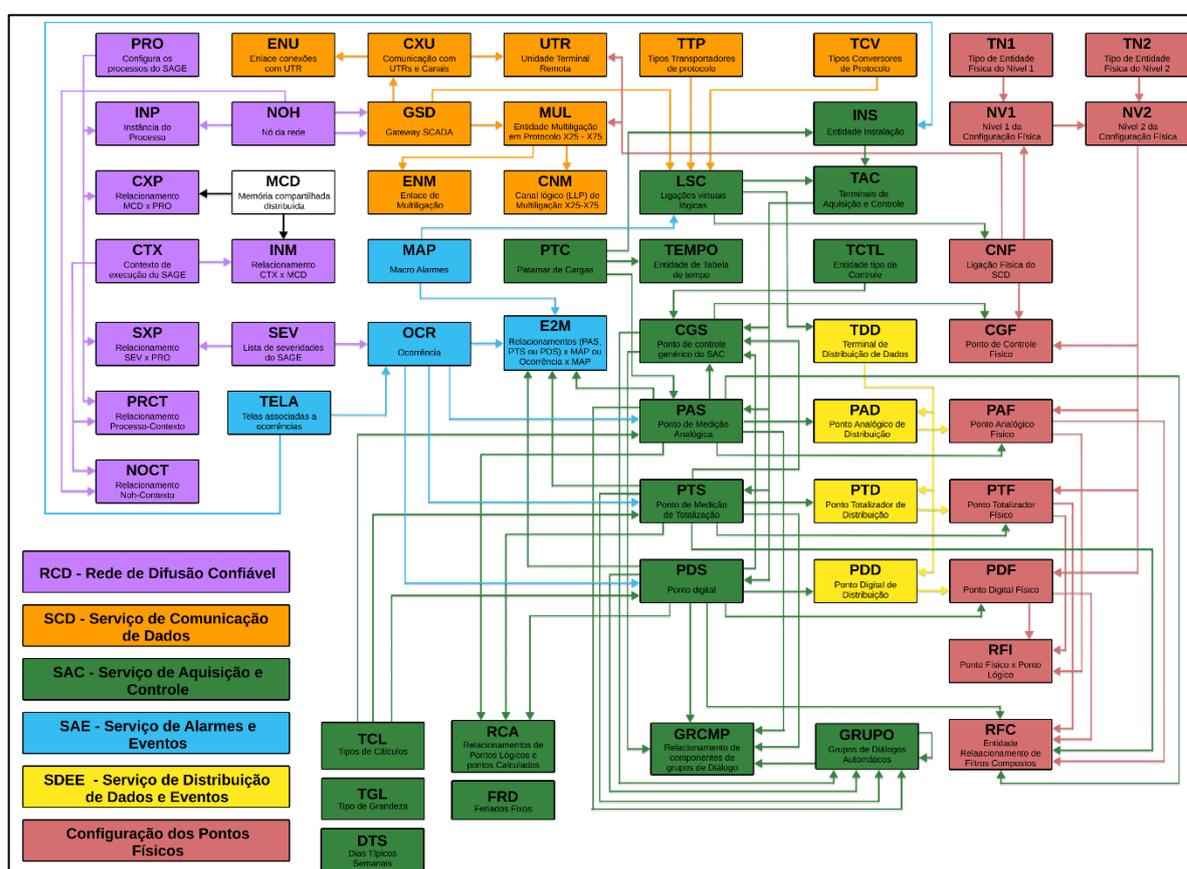
A entidade representa e modela as características de elementos diversos dentro da subestação, enquanto os atributos são propriedades associadas a uma entidade, categorizando e detalhando suas informações. Dessa forma, as entidades e atributos se relacionam entre si e com outras configurações da base de dados, resultando em subsistemas de dados interconectados que descrevem todo o funcionamento da instalação.

O SAGE possui um pouco mais de uma centena de entidades. No entanto, para funções SCADA, apenas uma parcela delas é utilizada, sendo distribuída em dois grandes subsistemas: o Subsistema de Suporte Computacional (SSC) e o Subsistema

de Comunicação e Pré-processamento de Dados (SCD), que, por sua vez, possuem subdivisões mais específicas.

O SSC é responsável pelo gerenciamento de acesso à base de dados distribuída, pela administração dos serviços de alarmes e eventos, além de monitorar e distribuir os processos na rede. Já o SCD comanda toda a parte de coleta, pré-processamento e distribuição das informações relacionadas ao sistema elétrico (CEPEL, 2010). Uma lista com todas as entidades utilizadas por esses subsistemas, suas classificações e relacionamentos, pode ser encontrada na Figura 17.

Figura 17 – Relacionamento entre as entidades do SAGE



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA)

A configuração da base de dados ocorre por meio do preenchimento das entidades e atributos com as informações do sistema elétrico, utilizando arquivos com extensão “.dat”, armazenados na pasta “dados” da base.

Embora o SAGE possua uma grande quantidade de entidades, geralmente nem todas precisam ser preenchidas, pois algumas delas se referem a conexões internas do sistema ou a protocolos que foram implementados na base de referência, mas que não são utilizados no sistema modelado. No entanto, quanto maior a complexidade do modelo, isto é, da subestação, maior será a quantidade de dados necessária para configurar corretamente esses elementos.

Para facilitar esse processo, utilizam-se planilhas pré-configuradas com macros, permitindo a manipulação automatizada dos dados e acelerando a edição das entidades. Posteriormente, essas entidades podem ser exportadas como arquivos “.dat” e inseridas dentro da base. O SAGE disponibiliza um modelo próprio para esse fim, localizado no diretório “C:/sage/config/demo_ems/bd/”, sob o nome “Template_ems.xls” (CEPEL, 2021).

4.1.2 Configuração do arquivo “hosts”

Para que haja uma comunicação eficiente entre os equipamentos e o SAGE, além da configuração das entidades e atributos, é necessário o preenchimento correto do arquivo “hosts”, localizado no diretório “/etc/”. Esse arquivo deve conter o IP de todos os dispositivos, além das interfaces de aquisição e distribuição que se comunicam com os servidores SAGE. A forma como essas informações são inseridas segue um padrão definido nos manuais de configuração de cada protocolo utilizado para a comunicação com os equipamentos. Conforme discutido em 3.1.4, o SAGE adquire dados do simulador via IEC 61850, utilizando o IP 172.16.1.251, ao mesmo tempo em que distribui para o Elipse Power via IEC 104, utilizando o IP 172.16.1.252. A configuração aplicada pode ser visualizada na Figura 18.

Figura 18 – Arquivos de hosts do SAGE

```
## Distribuição N3 i104 ##  
172.16.1.252 host_104_3_1  
  
## IED Simulado - UFPE ##  
172.16.1.251 host_mms_F_TCC1 host_mms_F_TCC1b host_mms_F_TCC2 host_mms_F_TCC2b # F_TCC
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

Assim como mencionado em 3.1.5, o total de pontos supervisionados e controlados neste trabalho é de 21, sendo 13 digitais, 6 analógicos e 2 de controle. Cada um desses pontos será modelado no SAGE por meio da composição de entidades e atributos. Um desses atributos é o ID, único para cada ponto, que segue o formato “AAA:BBBB:CCCC”, onde “AAA” representa a sigla da subestação, “BBBB” indica o evento ou vão sendo trabalhado e “CCCC” corresponde a um mnemônico associado ao nome do ponto. Embora esse formato não seja um padrão geral, ele é amplamente utilizado. Para preservar as informações da base de referência utilizada na implementação dos dados do IED simulado, foram adotadas as siglas CTG em vez de AAA e UFPE em vez de BBBB. As demais configurações seguirão exatamente o mesmo procedimento aplicado em casos reais.

4.1.3 Aquisição de Dados via IEC 61850 (Simulador IED)

O processo de aquisição de dados do simulador exige o preenchimento das entidades mencionadas nos tópicos anteriores, conforme as diretrizes da norma IEC 61850. Entretanto, este trabalho se concentra na configuração da distribuição desses dados para o Elipse Power. Assim, o preenchimento das entidades para configuração de aquisição via IEC 61850, assim como a construção da tela de processos no SAGE será abstraído deste documento. Para informações detalhadas sobre a aquisição via norma IEC 61850, bem como sobre os conceitos de cada entidade e atributo envolvido, recomenda-se a consulta ao trabalho de (ARAÚJO, 2023).

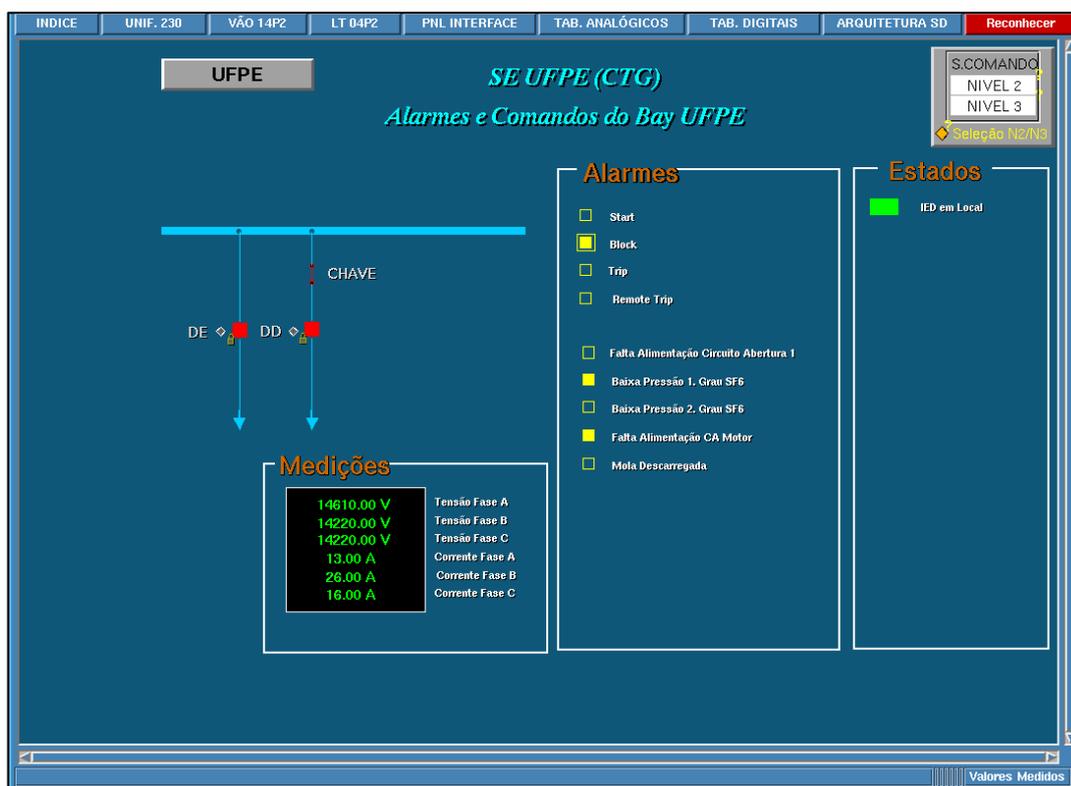
Após a configuração dos “*hosts*” conforme a Figura 18, o preenchimento das entidades e atributos, e criação da tela do processo seguindo as orientações de (ARAÚJO, 2023), é possível executar a base de dados e visualizar a tela criada, ilustrada na Figura 19, por meio de comandos no terminal Linux do SAGE.

4.1.4 Distribuição de Dados via IEC 60870-5-104 (IEC 104)

Para configurar a distribuição de dados no SAGE, é necessário preencher aproximadamente 18 entidades. A maioria delas é a mesma utilizada para aquisição, diferenciando-se apenas por algumas modificações em atributos específicos. O

preenchimento é realizado com base nas diretrizes de um manual exclusivo para o protocolo adotado. Neste trabalho, será utilizado o Anexo de configuração para o protocolo IEC 104, detalhado em (CEPEL, 2021).

Figura 19 – Tela do vão operado no SAGE



Fonte: Próprio Autor (2025)

Para facilitar a compreensão de cada entidade, será apresentado um exemplo representativo para cada uma delas com base nos pontos deste trabalho. Algumas delas possuem múltiplos atributos, dos quais nem todos são utilizados ou são mantidos com seus valores padrão. Assim, serão detalhados apenas os atributos essenciais à implementação proposta. Informações complementares sobre demais atributos podem ser encontradas em (CEPEL, 2021) e (CEPEL, 2022).

Caso a subestação já esteja em operação e possua informações sendo distribuídas para outros centros via protocolo IEC 104, então existem algumas entidades que podem ser dispensadas, a depender da situação, pois podem ser reaproveitadas da base ou simplesmente não são necessárias. Entretanto, para este trabalho, todas as 18 entidades serão preenchidas.

4.1.4.1 Entidades de Configuração do Processo

Essas entidades são fundamentais quando o protocolo está sendo implantado pela primeira vez na subestação, pois são responsáveis por sua configuração e ajuste para garantir a operação adequada no SAGE. São elas: PRO, INP e SXP.

4.1.4.1.1 Entidade Classe de Processo (PRO)

Esta entidade corresponde à classe de processos. Ela define os processos dentro do SAGE. Entre os exemplos estão o i104 e o i61850, que são responsáveis pela comunicação utilizando os protocolos IEC 104 e IEC 61850, respectivamente. O preenchimento dos principais atributos desta entidade, para o IEC 104, pode ser visualizado na Figura 20 e explicado a seguir:

Figura 20 – Instância da entidade PRO para o protocolo IEC 104

```
PRO
    ID= i104
    NOME= Protocolo IEC/60870-5-104
    SCRAT= IT104_on.rc
    SCRDE= IT104_off.rc
    TINIC= 14
    ATIVA= CAD
    ATVAT= AUT
    ESSENC= ESC
    HORAA= 0
    MONIT= MON
    NUATV= 4
    PERIO= 0
    TIPPR= INSP
    WATCHDOG= 0
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID** e **NOME**: O valor i104 é um identificador pré-definido no anexo de configuração do protocolo, enquanto o nome é apenas uma descrição.
- **SCRAT** e **SCRDE**: Indicam o nome dos Scripts que serão executados na ativação e desativação do processo, respectivamente.
- **TINIC**: Indica que o processo i104 é o décimo quarto a ser lançado assim que a base é executada.

- **ATIVA:** O Valor CAD indica que o i104 será ativado em todos os nós da rede em que ele estiver cadastrado.
- **ATVAT:** O valor AUT indica que o processo será ativado automaticamente pelo GCD, que é o módulo que monitora e distribui os processos na rede.
- **ESSENC:** O valor ESC indica que o processo é essencial, ou seja, em casos de falha de ativação sucessivas e queda do nó, o GCD permite uma nova sequência de tentativas de ativações.
- **HORAA:** Disponibiliza o horário da primeira ativação do processo. O valor zero indica o horário da meia-noite.
- **MONIT:** O valor MON indica que o processo será monitorado pelo GCD.
- **NUATV:** Indica que o processo i104 possui quatro tentativas de ativação antes de ele cair.
- **PERIO:** O valor zero indica que não há periodicidade de ativação para o processo.
- **TIPPR:** O valor INSP indica que o processo i104 será lançado na ordem que foi definido após o lançamento do GCD.
- **WATCHDOG:** Corresponde ao tempo de atualização do *Watchdog* do processo;

4.1.4.1.2 Entidade Instância de Processo (INP)

Esta entidade define o nome do servidor da rede na qual o processo irá operar. A Figura 21 ilustra a entidade INP, na qual NOH corresponde ao nome do servidor instanciado. A ORDEM indica a prioridade de ativação do processo na instância, e PRO corresponde ao próprio processo que está sendo ativado.

Figura 21 – Instância da entidade INP para o protocolo IEC 104

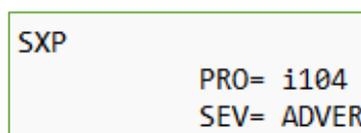
```
INP
    NOH= srv1-ctg
    ORDEM= 1
    PRO= i104
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

4.1.4.1.3 Entidade Relacionamento Severidade x Processo (SXP)

Esta entidade estabelece o relacionamento entre o processo e a entidade SEV, que lista os diferentes graus de severidade disponíveis no SAGE. A Figura 22 ilustra esse comportamento, onde o valor de PRO representa o processo, e SEV corresponde à severidade de “advertência”.

Figura 22 – Instância da entidade SXP para o protocolo IEC 104



SXP
PRO= i104
SEV= ADVER

Fonte: Próprio Autor (2025)

4.1.4.2 Entidades de Configuração de Conexão

São entidades geralmente preenchidas em casos onde deseja-se criar uma nova conexão de distribuição para um cliente distinto. São elas CXU, ENU, UTR e TAC.

Em casos onde o protocolo IEC 104 está sendo aplicado pela primeira vez para distribuição na subestação e não há nenhum terminal de aquisição operando sob o mesmo protocolo, além da criação de uma instância de distribuição, torna-se necessário configurar também uma instância de aquisição. Caso contrário, a comunicação não será estabelecida corretamente. Esse procedimento, conhecido como instância “*Dummy*”, é utilizado para garantir a inicialização da comunicação e será aplicado em algumas entidades. No entanto, se a base já possuir algum terminal de aquisição ativo, seja físico ou “*Dummy*”, para o mesmo protocolo, então essa instância pode ser dispensada. As entidades que precisam dessa configuração são: CXU, ENU, UTR, TAC, CNF e LSC, NV1 e NV2.

4.1.4.2.1 Entidade Conexões de Comunicação com UTRs e Canais (CXU)

Esta entidade configura os *gateways* de comunicação utilizados para interagir com Unidades Terminais Remotas (UTRs) e canais. Os atributos dessa configuração são ilustrados na Figura 23 para uma conexão com um Centro de Operação.

Figura 23 – Instância da entidade CXU para o protocolo IEC 104

CXU	
ID=	TCCN3_D
AQPOL=	350
GSD=	CTG
INTGR=	200
ORDEM=	26
AQANL=	4000

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** É a identificação da conexão.
- **GSD:** Corresponde ao *gateway* associado a esta conexão. Neste caso é a própria subestação.
- **ORDEM:** Define a ordem da conexão dentro do gateway. O valor 26 indica que existem outras 25 conexões existentes.
- **INTGR:** Indica que o tempo para o envio espontâneo de mensagens reportando a variação de pontos, analógicos e digitais, é de 200 centésimos de segundos.
- **AQANL:** Corresponde ao tempo máximo de espera da resposta de um pedido de controle recebido do Cliente (Eclipse Power).
- **AQPOL:** Indica o tempo, em centésimos de segundos, da periodicidade para o envio da mensagem de “*Test Command*”, que são usadas como um “*Keep Alive*” do nível de aplicação do protocolo.

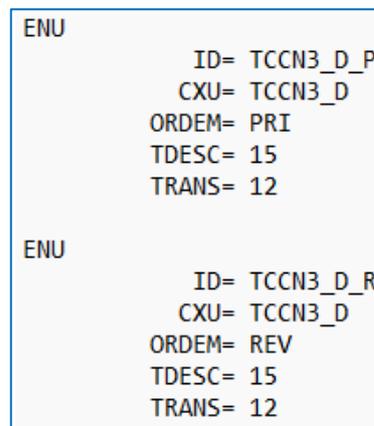
4.1.4.2.2 Entidade Enlace de Conexão com UTR (ENU)

Esta entidade corresponde aos enlaces (canais de comunicação) das conexões estabelecidas com *gateways*, ou seja, da CXU. É necessário instanciar esta entidade duas vezes: uma como primária e outra como reserva, devido à redundância implementada no SAGE, conforme ilustrado na Figura 24.

- **ID:** É o identificador do enlace.
- **CXU:** Corresponde ao identificador da conexão associada ao enlace.

- **ORDEM:** Indica a prioridade do enlace. PRI equivale a “principal”, enquanto REV significa “reserva”.
- **TDESC:** Corresponde ao “*Timeout*” para receber aceitação de quadros transmitidos no canal. O valor 15 é padrão para o IEC 104.
- **TRANS:** Corresponde ao tamanho da janela de transmissão.

Figura 24 – Instância da entidade ENU para o protocolo IEC 104

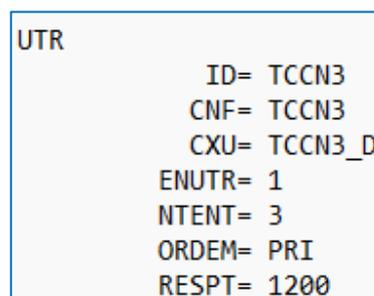


Fonte: Próprio Autor (2025)

4.1.4.2.3 Entidade Unidade Terminal Remota (UTR)

Esta entidade configura as UTRs de todas as conexões com todos os *gateways* do sistema. Como o foco deste trabalho é a distribuição, então a UTR adotada é do tipo virtual, com a função de concentrar os dados e enviá-los pelo canal. Os atributos desta entidade podem ser visualizados na Figura 25.

Figura 25 – Instância da entidade UTR para o protocolo IEC 104



Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** Identificador da unidade.
- **CNF:** Identifica a configuração física com a qual essa UTR está associada.
- **CXU:** Indica qual conexão está associada a esta UTR.
- **ENUTR:** Endereço da UTR no canal.
- **ORDEM:** Define se a UTR é reserva (REV) ou principal (PRI). No caso da distribuição, a configuração de uma instância reserva não é necessária.

4.1.4.2.4 Entidade Terminal de Aquisição e Controle (TAC)

Esta entidade corresponde ao terminal de aquisição de dados que define grupos lógicos de aquisição para uma mesma funcionalidade. Ela não é aplicável para distribuição, mas devido à necessidade da criação de instâncias “*Dummy*”, conforme mencionado em 4.1.4.2, então é necessário a criação de um terminal para se relacionar com as entidades associadas. O preenchimento da entidade pode ser visualizado na Figura 26.

Figura 26 – Instância da entidade TAC para o protocolo IEC 104

```
TAC
      ID= AVIR
      INS= CTG
      LSC= AVD
      NOME= Terminal Aquisição Virtual Dummy i104
      TPAQS= ASAC
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** Identificador do terminal de aquisição.
- **INS:** Identifica a instalação cuja TAC está sendo associada.
- **LSC:** Corresponde à chave estrangeira da entidade LSC de aquisição “*Dummy*” criada.
- **NOME:** Descrição do terminal.
- **TPAQS:** O valor ASAC indica que o TAC é do tipo aquisição e controle.

4.1.4.3 Entidades de Configuração para Distribuição de um conjunto de Dados

Essas entidades são utilizadas quando é necessário agrupar pontos de Supervisão e controle e enviá-los por uma conexão específica, por meio de um terminal de distribuição distinto. São elas: CNF, LSC, NV1, NV2 e TDD.

4.1.4.3.1 Entidade Configuração da Ligação Física (CNF)

Esta entidade corresponde à configuração de ligação física para uma conexão de distribuição. Os atributos desta entidade podem ser visualizados na Figura 27.

Figura 27 – Instância da entidade CNF para o protocolo IEC 104

```
CNF
      ID= TCCN3
      CONFIG= P1Pr= 3 LiPr= 1 P1Re= 3 LiRe= 2
      LSC= TCCN3
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** Identificador da entidade.
- **CONFIG:** Define o meio pelo qual serão transmitidas e recebidas as mensagens da CNF em questão, de acordo com o protocolo utilizado. Os valores atribuídos a esse parâmetro são chamados de “placa/linha virtual” que identificam, no arquivo de hosts da Figura 18, a qual IP está associado esta CNF, ou seja, o endereço para o onde seus dados serão enviados. No contexto deste trabalho, por exemplo, os pontos configurados serão distribuídos para o Elipse Power por meio de um enlace identificado como placa 3, linha 1. Essa configuração é representada no arquivo de hosts como “host_104_3_1”.
- **LSC:** Identificador da ligação SCADA que representa esta CNF.

4.1.4.3.2 Entidade Ligação SCADA (LSC)

Esta entidade descreve as ligações virtuais lógicas de distribuição do sistema. O preenchimento de seus atributos pode ser visualizado na Figura 28.

- **ID:** Identificador da ligação.
- **GSD:** Corresponde ao *gateway* associado a esta ligação. Neste caso é a própria subestação.
- **NOME:** Descrição da ligação.
- **TCV:** Identificador do conversor de Protocolo dessa LSC. Para o IEC 104 o identificador é o CNVM. Estes nomes são definidos em tabela em (CEPEL, 2022).
- **TIPO:** Define se a ligação é de aquisição (AA), distribuição (DD) ou ambos (AD). Neste caso, o valor é DD, pois corresponde a uma ligação de distribuição.
- **TTP:** Identificador do transportador de protocolo dessa LSC. Para o IEC 104, o valor utilizado é “CX104”.
- **VERBD:** Versão da base de dados desta ligação. Geralmente é colocada a data em que foi realizada a configuração.
- **NSRV1 e NSRV2:** Definem os servidores primário e secundário, respectivamente, onde a LSC está configurada. O valor “localhost” é o mais adequado para este caso.

Figura 28 – Instância da entidade LSC para o protocolo IEC 104

```
LSC
    ID= TCCN3
    GSD= CTG
    NOME= Distribuicao - 104
    TCV= CNVM
    TIPO= DD
    TTP= CX104
    VERBD= DEZ24
    NSRV1= localhost
    NSRV2= localhost
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

4.1.4.3.3 Entidade Nível 1 de Configuração Física (NV1)

Esta entidade configura grupos de pontos que compartilham características em comum e são organizados em níveis de prioridade. O NV1 representa a primeira camada de organização, permitindo a categorização de pontos que pertencem a um mesmo contexto operacional. Seus atributos podem ser visualizados na Figura 29.

Figura 29 – Instância da entidade NV1 para o protocolo IEC 104

```
NV1
      ID= TCCN3_D104_1
      CNF= TCCN3
      CONFIG= Distribuição 104
      ORDEM= 1
      TN1= D104
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** Identificador da Instância. Sua formação é uma concatenação dos atributos CNF, TN1 e ORDEM, nesta sequência.
- **CNF:** Identificador da CNF associada a esta entidade.
- **CONFIG:** Define o tipo de objeto de informação configurado na instância, especificando se o agrupamento de pontos corresponde a sinais digitais, analógicos ou de controle. A primeira instância da Figura 29 engloba todos os pontos digitais e analógicos de supervisão.
- **ORDEM:** Indica a ordem da instância dentro da CNF.
- **TN1:** Define o tipo de entidade instanciada. Na Figura 29, o valor D104 está relacionado à distribuição de pontos. Outros tipos podem ser consultados em (CEPEL, 2021).

4.1.4.3.4 Entidade Nível 2 de Configuração Física (NV2)

Esta entidade classifica e agrupa os objetos de informação (pontos digitais, analógicos e de controle) em pontos de mesma funcionalidade. Seus atributos podem ser visualizados na Figura 30.

- **ID:** Identificador da instância. Sua formação é uma concatenação dos atributos NV1 e TN2.
- **CONFIG:** Descreve o tipo de objeto de informação deste grupo.
- **NV1:** Identificador da entidade de Nível 1 a qual esta entidade está associada.
- **TN2:** Indica o tipo de dado instanciado. O valor APFL indica um grupo para pontos flutuantes, ou seja, para valores analógicos de medição. Outros tipos podem ser consultados em (CEPEL, 2021).
- **TPPNT:** Indica o tipo dos pontos físicos vinculados a esta entidade. O valor PAF indica que este dado é do tipo analógico.
- **ORDEM:** Indica a ordem da instância dentro de NV1.

Figura 30 – Instância da entidade NV2 para o protocolo IEC 104

```

NV2
    ID= TCCN3_D104_1_APFL
    CONFIG= Dist. Analogico 104
    NV1= TCCN3_D104_1
    ORDEM= 1
    TN2= APFL
    TPPNT= PAF
  
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

4.1.4.3.5 Entidade Terminal de Distribuição de Dados (TDD)

Esta entidade agrupa os pontos lógicos de distribuição de uma determina CNF. Seus atributos podem ser visualizados na Figura 31.

Figura 31 – Instância da entidade TDD para o protocolo IEC 104

```

TDD
    ID= TCCN3
    NOME= Terminal Distribuicao TDD
    LSC= TCCN3
  
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID e NOME:** Identificador e descrição da instância, respectivamente.

- **LSC:** Indica a ligação SCADA associada a este terminal.

4.1.4.4 Entidades de Configuração dos Pontos físicos

Essas entidades correspondem às configurações de distribuição dos pontos físicos de Supervisão e controle. São elas: PDF, PDD, PAF, PAD, CGF e CGS.

4.1.4.4.1 Entidade Ponto Digital Físico (PDF)

Esta entidade configura todos os pontos digitais físicos de distribuição associados as CNFs e LSCs já configuradas anteriormente. Seus atributos estão configurados para o ponto “Disjuntor D” e podem ser visualizados na Figura 32.

Figura 32 – Instância da entidade PDF para o protocolo IEC 104

```
PDF
      ID= TCCN3_D104_1_ADUP_7933
      PNT= CTG:UFPE:DD:52:D
      KCONV= SQN
      NV2= TCCN3_D104_1_ADUP
      TPPNT= PDD
      ORDEM= 7933
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** Identificador do ponto digital. Sua formação é uma concatenação dos atributos NV2 e ORDEM.
- **PNT:** Identificador do ponto digital de distribuição associado ao ponto digital físico instanciado.
- **KCONV:** Atributo que define o tipo de conversão do ponto físico para o ponto de distribuição. O valor “SQN” indica que a conversão é baseada em uma lógica normal com sequência de eventos habilitada.
- **NV2:** Indica a entidade de nível 2 à qual o ponto instanciado está associado.
- **TPPNT:** Indica se o ponto físico é de aquisição (PDS) ou de distribuição (PDD).

- **ORDEM:** Número que representa o endereço do objeto de informação. Este elemento é fundamental para o processo de aquisição dos dados por parte do cliente (Elipse Power) que será tratado nos próximos tópicos.

4.1.4.4.2 Entidade Ponto Digital de Distribuição (PDD)

Esta entidade configura todos os pontos digitais associados as TDDs e LSCs de distribuição já configuradas. Seus atributos estão configurados para o ponto “Disjuntor D” e podem ser visualizados na Figura 33.

- **ID:** Identificador do ponto de distribuição digital.
- **PNT:** Identificador do ponto digital lógico associado ao ponto de distribuição instanciado.
- **TDD:** Identificador do terminal de distribuição ao qual o ponto instanciado está associado.

Figura 33 – Instância da entidade PDD para o protocolo IEC 104

```
PDD
ID= CTG:UFPE:DD:52:D
PDS= CTG:UFPE:DD:52
TDD= TCCN3
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

4.1.4.4.3 Entidade Ponto Analógico Físico (PAF)

Esta entidade configura todos os pontos analógicos físicos de distribuição associados as CNFs e LSCs já configuradas anteriormente. Seus atributos estão configurados para o ponto “Corrente Fase A” e podem ser visualizados na Figura 34.

- **ID:** Identificador do ponto analógico físico. Sua formação é uma concatenação dos atributos NV2 e ORDEM.
- **PNT:** Identificador do ponto analógico lógico associado ao ponto analógico de distribuição instanciado.
- **NV2:** Indica a entidade de nível 2 à qual o ponto instanciado está associado.

- **TPPNT:** Indica se o ponto físico é de aquisição (PAS) ou de distribuição (PAD).
- **KCONV1 e KCONV2:** Esses atributos representam os coeficientes angular e linear de conversão da medida, respectivamente.
- **ORDEM:** Número que representa o endereço do objeto de informação. Assim como em PDF, este elemento é fundamental para o processo de aquisição dos dados por parte do cliente (Elipse Power).

Figura 34 – Instância da entidade PAF para o protocolo IEC 104

```

PAF
      ID= TCCN3_D104_1_APFL_4794
      NV2= TCCN3_D104_1_APFL
      PNT= CTG:UFPE:AMPA:S:D
      TPPNT= PAD
      KCONV1= 1
      KCONV2= 0
      ORDEM= 4794
  
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

4.1.4.4.4 Entidade Ponto Analógico de Distribuição (PAD)

Esta entidade configura todos os pontos analógicos associados as TDDs e LSCs de distribuição já configuradas. Seus atributos estão configurados para o ponto “Corrente Fase A” e podem ser visualizados na Figura 35.

Figura 35 – Instância da entidade PAD para o protocolo IEC 104

```

PAD
      ID= CTG:UFPE:AMPA:S:D
      PAS= CTG:UFPE:AMPA:S
      TDD= TCCN3
  
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** Identificador do ponto de distribuição analógico.
- **PNT:** Identificador do ponto analógico lógico associado ao ponto de distribuição instanciado.

- **TDD:** Identificador do terminal de distribuição ao qual o ponto instanciado está associado.

4.1.4.4.5 Entidade Ponto de Controle Genérico (CGS)

Esta entidade configura todos os pontos de controle lógicos associados às CNFs e LSCs já configuradas. No caso da distribuição de um ponto de controle utilizando o protocolo IEC 104, é necessário adotar um procedimento denominado roteamento de controle, onde o pedido de controle, vindo do cliente, é repassado para o sistema (SAGE) através de uma ligação de aquisição (CEPEL, 2010). Além disso, para pontos de controle com intertravamento, é preciso criar uma rota alternativa, gerando uma instância alternativa para o ponto que será utilizada pelo sistema para distribuir os dados. A Figura 36 ilustra a instância alternativa para o ponto de controle “Disjuntor D”. Contudo, o roteamento é feito apenas na entidade CGF.

Figura 36 – Instância alternativa da entidade CGS para o protocolo IEC 104

```
CGS
    ID= CTG:UFPE:DD:52_D
    NOME= Disjuntor D
    LMI1C= 0
    LMI2C= 0
    LMS1C= 0
    LMS2C= 0
    PAC= COM_SAGE
    TAC= F_TCC
    TIPO= PDS
    TIPOE= CTCL
    TPCTL= CSAC
    TRRAC= 35
```

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **ID:** Identificador do ponto de controle alternativo. O nome deve ser igual ao original com um sufixo no final para diferenciá-los. Neste caso, o sufixo escolhido é “_D”.
- **NOME:** Descrição do ponto de comando instanciado.
- **LMI1C, LMI2C, LMS1C e LMS2C:** Correspondem aos limites inferiores do *Setpoint 1*, inferiores do *Setpoint 2*, superiores do *Setpoint 1* e superiores do *Setpoint 2*, respectivamente.

- **PAC:** Corresponde ao ponto supervisionado (ponto de *Status*) associado ao ponto de controle. Neste caso, por ser uma instância alternativa, é utilizado o termo “COM_SAGE”.
- **TAC:** É o ID da TAC do ponto adquirido.
- **TIPO:** Indica o tipo do ponto supervisionado associado ao ponto de controle. O valor “PDS” indica que o ponto é um ponto digital.
- **TIPOE:** Indica os tipos que o ponto de controle pode assumir na configuração do diálogo de controle. O valor “CTCL” indica que o comando referente ao ponto é do tipo digital, representando “abrir” (0) / “fechar” (1).
- **TPCTL:** Define o tipo de controle. O valor “CSAC” indica que é um Controle Supervisório do SAC (Serviço de Aquisição e Controle).
- **TRRAC:** Corresponde ao tempo limite, em segundos, que o SAC aguarda a resposta do conversor de protocolos ao enviar um comando.

4.1.4.4.6 Entidade Ponto de Controle Físico (CGF)

Esta entidade configura todos os pontos de controle físicos associados as CNFs e LSCs já configuradas. Como já discutido em 4.1.4.4.5, o roteamento de controle é feito nesta entidade, onde há uma instância alternativa no CGF que está associada à instância alternativa criada em CGS. Além disso, haverá uma outra instância que corresponde ao roteamento propriamente dito. O preenchimento de seus atributos pode ser visualizado na Figura 37.

- **CGS:** Para a instância alternativa, deve-se colocar o ID de CGS referente ao ponto de controle lógico. Para o roteamento, o espaço é deixado em vazio.
- **DESC1:** Descrição do ponto de comando instanciado.
- **ID:** Para a instância alternativa adiciona-se o sufixo “-d” ao final do ID do CGF original. Para a instância de roteamento, esse valor é a concatenação do atributo NV2 com a ORDEM.
- **NV2:** Identificador da entidade de nível 2 à qual o ponto de controle está associado. Para a instância alternativa, o NV2 corresponde à entidade criada

durante a configuração de aquisição via IEC 61850. Já para a instância de roteamento, o NV2 refere-se à entidade definida na seção 4.1.4.3.4.

- **ORDEM:** Número que representa o endereço do objeto de informação. Assim como em PDF e PAF, esse elemento é fundamental para que o cliente (Elipse Power) possa executar o controle remotamente.

Figura 37 – Instâncias alternativa e de roteamento da entidade CGF para o protocolo IEC 104

```

; INSTÂNCIA ALTERNATIVA
CGF
    CGS= CTG:UFPE:DD:52_D
    DESC1= Disjuntor D
    ID= F_TCC1-Obj1CSWI1$C0$Pos-d
    NV2= F_TCC1_CSIM

; DISTRIBUIÇÃO N3 i104 - ROTEAMENTO
CGF
    ID= TCCN3_0104_2_CDUP_1105
    KCONV= CGS= CTG:UFPE:DD:52_D
    NV2= TCCN3_0104_2_CDUP
    ORDEM= 1105

```

Fonte: Próprio Autor (2025)

Após a conclusão de todas as configurações, a base deve ser atualizada e executada. Em seguida, realizam-se os testes de comunicação com o auxílio do cliente (Elipse Power), cuja aquisição de dados será configurada a seguir.

4.2 Configuração do Elipse Power

O Elipse Power, como discutido em 2.6.2, é um software SCADA que funciona por meio da integração de módulos com finalidades específicas, garantindo o funcionamento geral do sistema. Um de seus principais recursos é o objeto *Power*, que permite o uso de ferramentas de modelagem, análise e comunicação para a representação dos dados de um sistema elétrico. Além disso, ele padroniza diversos elementos, como medições, proteções, comandos, entre outras funcionalidades que facilitam a configuração e operação da Supervisão.

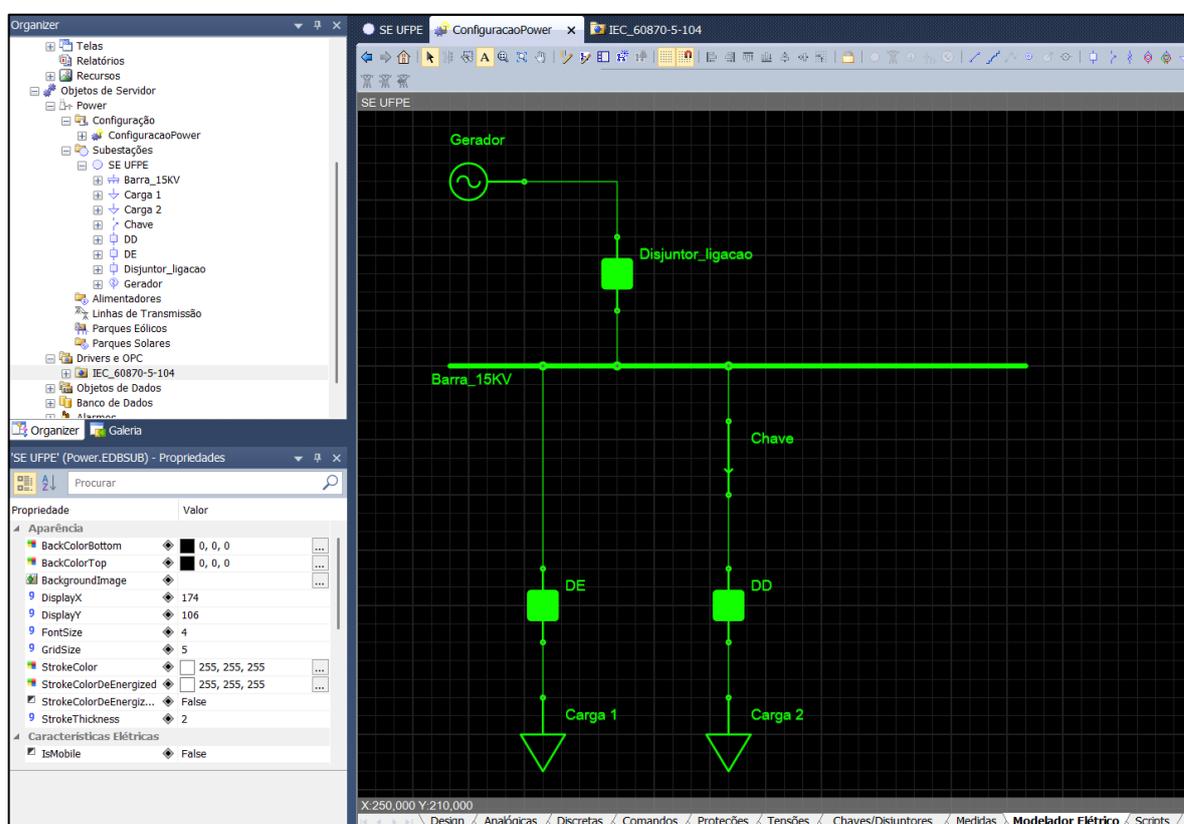
Para a aquisição de dados provenientes do SAGE, é necessário realizar uma série de configurações, incluindo a modelagem da estrutura da planta, a configuração

do driver de comunicação e elaboração da tela de processo. Essas etapas são implementadas no módulo Elipse Power Studio, cuja versão de demonstração apresenta limitações quanto ao número máximo de variáveis criadas e ao tempo de execução de domínio. Entretanto, essas restrições não comprometem a aplicação dentro do escopo deste trabalho.

4.2.1 Modelagem da planta estudada

Por meio da ferramenta “*ConfigurationPower*”, localizada na área “*Organizer*” do ambiente Studio, é possível modelar e criar graficamente os componentes do sistema elétrico em estudo, preservando suas características próprias. A Figura 38 apresenta a modelagem do diagrama unifilar ilustrado na Figura 15, onde a cor verde do unifilar foi escolhida apenas para fins ilustrativos.

Figura 38 – Modelagem da planta no Modelador elétrico



Fonte: Próprio Autor (2025)

O modelo construído no Elipse Power inclui dois componentes adicionais: um gerador e um disjuntor. No entanto, esses elementos foram inseridos apenas para auxiliar na representação visual do sistema e não serão supervisionados.

Após a definição completa do modelo do sistema, ele é importado para a tela do processo, gerando uma estrutura de dados que possibilita a utilização de uma série de funcionalidades, tais como scripts, associações por tags de comunicação, associações por objetos de tela, Proteções, Alarmes, Históricos, além de permitir a criação de novas medições analógicas e discretas. A Figura 39 ilustra a estrutura gerada a partir do modelo da Figura 38, incluindo as medições analógicas e estados dos equipamentos da planta estudada. Esses elementos devem ser associados às tags de comunicação que serão configuradas no driver, de acordo com o seu respectivo tipo de dado. Já os pontos digitais referentes aos alarmes e estados de proteções recebidos do SAGE foram associados diretamente aos objetos de tela. O Elipse Power oferece flexibilidade nesse aspecto, permitindo diferentes abordagens para atingir o mesmo objetivo.

Figura 39 – Estrutura de dados no Elipse Power Studio

Nome	Tipo	Tag
SE UFPE		
Chave		
DD		
Terminal1		
Terminal2		
EstadoTerminal	*TerminalState	
CorrenteFaseA	*CurrentA	
CorrenteFaseB	*CurrentB	
CorrenteFaseC	*CurrentC	
TensaoFaseA	*VoltageA	
TensaoFaseB	*VoltageB	
TensaoFaseC	*VoltageC	
Measurements		
PosicaoDisjuntor	*BreakerPosition	
Local_Remoto	LR	
Commands		
cmdPosicaoDisjuntor	*BreakerPosition	
DE		
Terminal1		
Terminal2		
Measurements		
PosicaoDisjuntor	*BreakerPosition	
Local_Remoto	LR	
Commands		
cmdPosicaoDisjuntor	*BreakerPosition	
Carga 1		
Carga 2		
Barra_15KV		
Gerador		
Disjuntor_ligacao		

Fonte: Próprio Autor (2025)

4.2.2 Aquisição de Dados via IEC 60870-5-104

Após feita toda a modelagem dos dados, parte-se para a configuração do driver de comunicação que, através de um arquivo “dll” (*Dynamic Link Library*) do protocolo IEC 104 e do processo IOserver.exe do Elipse Power, realizam a aquisição propriamente dita dos dados provenientes do servidor SAGE.

A configuração do protocolo IEC 104 no Elipse Power inicia-se com a importação do arquivo IEC870-104.dll, realizada por meio da criação de um objeto IODriver. Após essa etapa, é necessário definir os parâmetros de rede do *driver*, acessíveis na opção Configuração.

Na aba “*Properties*”, ilustrada na Figura 40a, são configurados os parâmetros relacionados às camadas do protocolo, incluindo a definição do tipo de comunicação: MASTER (cliente) ou SLAVE (servidor de dados). Essas informações podem ser encontradas no Manual do Driver IEC870-104, disponibilizado gratuitamente junto ao arquivo .dll do protocolo pela Elipse Software. Já as abas *Setup* e *Ethernet*, ilustradas na Figura 40b, definem o meio de comunicação do *driver*. Nesta última aba, o IP inserido é aquele que identifica o servidor SAGE, assim como discutido em 3.1.4, e a porta TCP/IP é a 2404, conforme padrão do protocolo IEC 104.

Figura 40 – Tela de configuração de parâmetros do Driver

(a)

Property	Value
Link Layer	
Fixed Station List	1
Default Slave Address	1
Originator Address for outgoing ASDUs	0
Link Layer Starts	Enabled
Octets	
Octets (Cause Of Transmission)	2
Octets (Information Object Address)	3
Octets (Common Address of ASDU)	2
Maximum Packet Size (default = 261 bytes)	261
Master	
Application Layer Timeout (sec)	4
Wait EI (End Of Initialization)	Don't Wait
Don't wait ACT TERM for Execute commands	False
Map Overflow bit to Uncertain Quality	False
Discard ASDU 135 for Link Activity	False
General Interrogation	
Interrogation Auto-run	True
Interrogation Report	False

(b)

Fonte: Próprio Autor (2025)

Após a configuração do driver, passa-se à criação e parametrização das tags de comunicação, etapa fundamental para garantir uma comunicação eficiente com os equipamentos e/ou sistemas aquisitados. Para melhor organização, as tags foram agrupadas em pastas, classificadas de acordo com o tipo do dado recebido.

Cada tag deve ser configurada corretamente por meio do preenchimento de quatro parâmetros principais: N1, N2, N3 e N4, cujas definições estão detalhadas no manual do driver IEC 104. Esses parâmetros são essenciais para garantir que cada tag de comunicação no Elipse corresponda ao seu respectivo valor no SAGE. O preenchimento de todas as tags pode ser visualizado na Figura 41.

Figura 41 – Tela de Configuração das tags de comunicação do *driver*

Nome	Dispos...	Item	P1/N1/B1	P2/N2/...	P3/N3/...	P4/N4/B4	Ta...	Varredura	Leitura?	Escreit...	Escala?	Min. ...	Máx. ...	UE	Min. ...	Máx. ...
IEC_60870-5-104			0	0	0	0										
Analogico																
CTG_UFFE_AMP_A			1	5	36	4794		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_AMP_B			1	5	36	4795		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_AMP_C			1	5	36	4796		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_KVAN			1	5	36	4797		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_KVBN			1	5	36	4798		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_KVCN			1	5	36	4799		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
Digital																
CTG_UFFE_52_D			1	5	31	7933		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_52_E			1	5	31	7934		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_CHAVE			1	5	31	7935		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_LOC			1	5	30	7936		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_FACU			1	5	30	7938		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_SF61			1	5	30	7939		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_SF62			1	5	30	7940		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_FCAM			1	5	30	7941		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_MDES			1	5	30	7942		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_BLOCK			1	5	30	7943		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_START			1	5	30	7944		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_TRIP			1	5	30	7945		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_RTRIP			1	5	30	7946		1000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
Comando																
CTG_UFFE_52_D			1	11	46	1105		1000	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000
CTG_UFFE_52_E			1	11	46	1106		1000	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	1000		0	1000

Fonte: Próprio Autor (2025)

- **N1 (Endereço da Estação):** Define o endereço da estação correspondente a cada tag. Neste trabalho, o valor 1 é o endereço de estação do SAGE que corresponde ao atributo ENUTR da entidade UTR.
- **N2 (Função):** Determina a funcionalidade da tag de comunicação. O valor 5 indica uma leitura, cujas tags serão reportados imediatamente ao cliente (através de um envio espontâneo) ou enviados na interrogação geral (quando solicitado pelo cliente). Já o valor 11, corresponde ao comando "Execute".

- **N3 (Objeto de informação da ASDU):** Representa o identificador do Objeto de Informação, conforme especificado na Tabela 1. Todos os tipos de dados utilizados neste trabalho possuem a característica de estampa de tempo atrelado à informação do ponto. Esse elemento é muito importante para aplicações críticas como supervisão e controle de subestações. Dessa forma, para as medições de tensão e corrente, o valor 36 corresponde à ASDU para dados analógicos. Para alarmes e status de equipamento, os valores 30 e 31 referem-se, respectivamente, às ASDUs para pontos digitais simples e duplos. Por último, o valor 46 é aplicado para representar comandos duplos.
- **N4 (Endereço do objeto):** Corresponde ao identificador único do ponto, sendo definido pelo atributo ORDEM nas entidades de configuração dos pontos físicos no SAGE. Neste caso, as informações de pontos analógicos, pontos digitais e comandos, podem ser encontradas e editadas, respectivamente, nas entidades PAF, PDF e CGS, conforme estabelecido em 4.1.4.4.

Além desses quatro parâmetros, outros ajustes podem ser aplicados às tags, como a opção Varredura, por exemplo, que determina um intervalo de tempo para atualização dos pontos aquisitados, além de configurações como escala de limites e a habilitação de modo leitura ou escrita para cada ponto. Para este trabalho, estas propriedades foram deixadas com seus valores padrão.

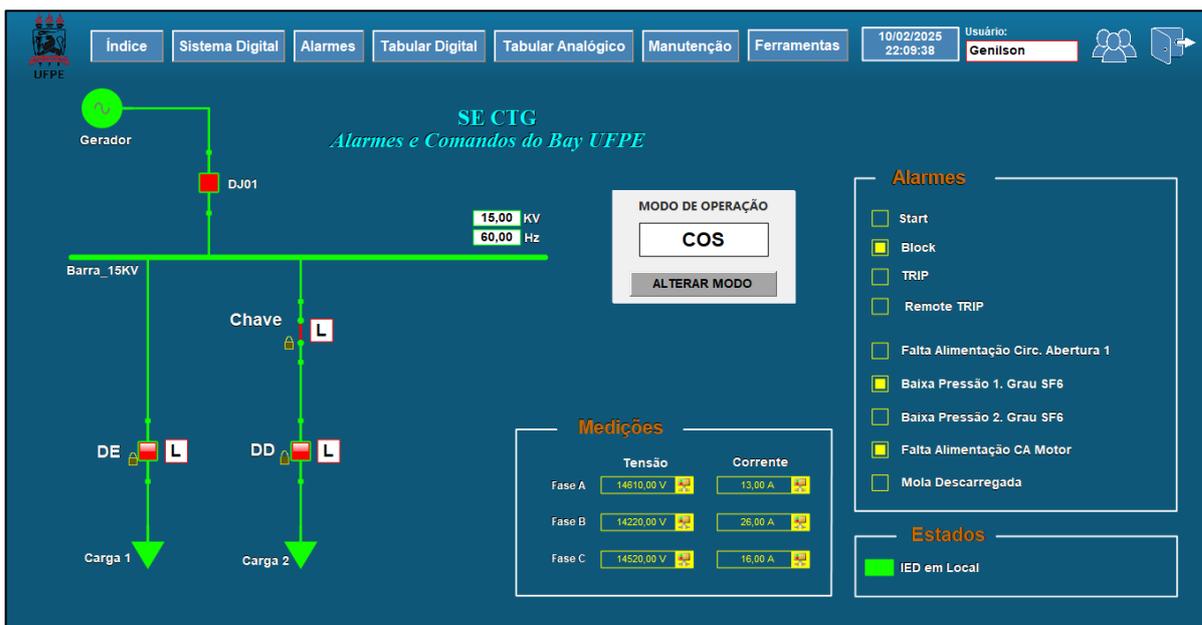
4.2.3 Tela do processo

Para supervisionar e controlar adequadamente as informações aquisitadas pelo driver, é necessária a criação da tela de processo. Neste trabalho, essa tela foi desenvolvida com inspiração na versão implementada pelo SAGE, mantendo a mesma paleta de cores, posicionamento do diagrama unifilar e a disposição dos pontos digitais e analógicos, conforme ilustrado na Figura 42.

A tela ilustrada na Figura 42 foi implementada utilizando diversas ferramentas do Elipse Power. O unifilar foi gerado automaticamente por meio da biblioteca “*PowerControls*”, responsável tanto pela estruturação dos componentes quanto pelo design dos equipamentos exibidos. Já os demais elementos gráficos foram

desenvolvidos com objetos ActiveX e ElipseX nativos do *software*, aliados a recursos como scripts, animações e eventos dinâmicos, proporcionando maior flexibilidade na personalização da interface e deixando a interação com o usuário mais intuitiva.

Figura 42 – Tela de processos no Elipse Power



Fonte: Próprio Autor (2025)

5 RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES

Para validar a comunicação e a distribuição e aquisição dos dados entre o SAGE e o Elipse Power, respectivamente, foram realizados testes que consistiram em efetuar comandos nas três instâncias apresentadas (IED/Equipamento (Simulador), SAGE e Elipse Power), bem como forçar o disparo de alarmes e o envio de medições (tensão e corrente). Esses dois últimos só podiam ser manipulados localmente. O objetivo disso foi verificar a atualização do status destes pontos em todas as instâncias envolvidas, principalmente nas telas de processo.

Paralelamente, analisou-se também a sincronização das estampas de tempo destes pontos nos dois sistemas, que é um elemento crucial dentro do SEP, pois ele permite registrar o momento exato em que a informação foi adquirida, garantindo uma maior confiabilidade, rastreabilidade e análise temporal dos eventos do sistema.

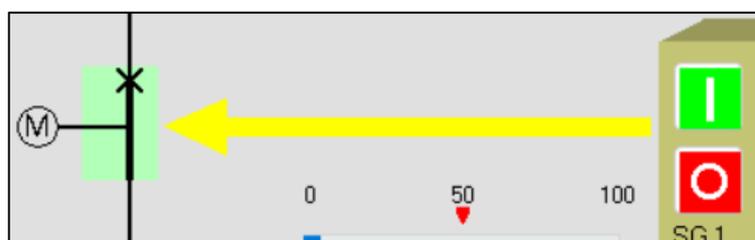
5.1 Testes de Alarmes, TRIPs e medições

Os pontos de alarmes, TRIPs e medições só podem ser forçados localmente no simulador da Figura 15. A depender do ponto a ser testado, este pode ser alterado ao pressionar um botão, ao variar uma barra de rolagem ou em resposta à atuação da proteção de sobrecorrente presente no equipamento. Foram atuados, então, todos os pontos descritos na Tabela 2 e na Tabela 3, isto é, testaram-se os status de abertura e fechamento das chaves e disjuntores, atuação dos alarmes e variação das medições de corrente e tensão. A atuação de alguns desses pontos pode ser visualizada nas telas de processo de ambos os Sistemas SCADA, conforme a Figura 19 e a Figura 42. Por exemplo, nestas mesmas figuras é possível visualizar os valores de todos os analógicos. Além disso, é possível verificar que os disjuntores e as chaves permanecem fechados e que os alarmes de Baixa Pressão 1º Grau e Falta tensão CA do motor do disjuntor estão ativos.

5.2 Testes de comandos

Os únicos comandos efetuados foram apenas dois: comando de abertura e fechamento dos disjuntores D e E, conforme especificados na Tabela 4. Testaram-se estes comandos tanto no simulador, quanto para os dois sistemas SCADA. Para o primeiro destes, com o IED em modo local, basta selecionar o disjuntor desejado e apertar o botão de abrir ou fechar, conforme ilustrado na Figura 43, respectivamente, pelos botões vermelho e verde.

Figura 43 – Comando local do disjuntor no Simulador INFOTECH



Fonte: Próprio Autor (2025)

Já para o SAGE e o Elipse Power, deve-se colocar o IED no modo remoto. Em seguida, deve-se clicar no disjuntor desejado (no caso do Elipse Power) ou no ícone de losango ao lado deste (no caso do SAGE), que irá abrir uma tela modal com as opções de comando para abertura ou fechamento do equipamento.

Assim como nos testes realizados em 5.1, os status desses comandos puderam ser visualizados nas telas de processo da Figura 19 e da Figura 42. O disjuntor com a cor em vermelho corresponde ao status de fechado, enquanto ele na cor verde refere-se ao status de aberto.

5.3 Visor de Logs e da Tela de Alarmes no SAGE

Uma outra forma de validar a recepção dessas informações é por meio do Visor de Logs (*Sequence of Events* - SOE) e da Tela de Alarmes no SAGE, cuja função é registrar com precisão o momento da aquisição dos dados. À medida que um ponto é atuado, se a comunicação for bem sucedida, então ele é exibido na primeira linha

desses elementos. Neles também é possível obter a informação da estampa de tempo de cada ponto. O Visor de Logs e o SOE para este trabalho pode ser visualizado, respectivamente, na Figura 44 e na Figura 45.

Figura 44 – Tela de Alarmes do SAGE

Re...	Timestamp	Narrativa	Objeto	So...	Nome do Ponto	Máxi...	Ocr
12/03/2025 17:47:54	12/03/2025 17:47:52	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DE:52	38	Disjuntor E	Urge...	OCR_DIS_URG04
12/03/2025 17:47:52	12/03/2025 17:47:52	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DD:52	75	Disjuntor D	Urge...	OCR_DIS_URG04
12/03/2025 17:47:33	12/03/2025 17:47:29	Não Selecionado	CTG:UFPE:F_TCC:ILOC	38	IED em Local	Nor...	OCR_SEC_MSG05
12/03/2025 17:47:30	12/03/2025 17:47:29	Normalizou	CTG:UFPE:00:MDES	10	Mola Descarregada	Adve...	OCR_NOR_ADV05
12/03/2025 17:47:29	12/03/2025 17:47:29	Normalizou	CTG:UFPE:00:FCAM	11	Falta Alimentação CA Motor	Adve...	OCR_NOR_ADV05
12/03/2025 17:47:29	12/03/2025 17:47:29	Normalizou	CTG:UFPE:00:PBSS	14	Baixa Pressão Sist. Extinção SF6 2.Grau	Adve...	OCR_NOR_IPA05
12/03/2025 17:47:28	12/03/2025 17:47:28	Normalizou	CTG:UFPE:00:PBSP	14	Baixa Pressão Sist. Extinção SF6 1.Grau	Adve...	OCR_NOR_ADV05
12/03/2025 17:47:27	12/03/2025 17:47:27	Normalizou	CTG:UFPE:00:FACU	13	Falta Alimentação Circuito Abertura 1	Adve...	OCR_NOR_ADV05
12/03/2025 17:47:16	12/03/2025 17:47:16	Atuou / Normalizou	CTG:UFPE:TRPG	12	Trip	Adve...	OCR_NOR_ADV03
12/03/2025 17:47:16	12/03/2025 17:47:16	Normalizou	CTG:UFPE:STRT	31	Start	Adve...	OCR_NOR_ADV05
12/03/2025 17:47:16	12/03/2025 17:47:16	Atuou / Normalizou	CTG:UFPE:RTRP	31	Remote Trip	Adve...	OCR_NOR_ADV03
12/03/2025 17:47:05	12/03/2025 17:47:05	Chave Fechou	CTG:UFPE-1:89	23	Chave seccionadora status	Adve...	OCR_CHA_ADV04
12/03/2025 17:46:54	12/03/2025 17:46:54	Normalizou	CTG:UFPE:BLCK	26	Block	Adve...	OCR_NOR_ADV05

Fonte: Próprio Autor (2025)

Figura 45 – Tela de Registro de Eventos (SOE)

Timestamp	Narrativa	Objeto	Nome do Ponto
17:47:54.321	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DE:52	Disjuntor E
17:47:51.839	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DD:52	Disjuntor D
17:47:47.677	Disjuntor Abriu	CTG:UFPE:DE:52	Disjuntor E
17:47:43.731	Disjuntor Abriu	CTG:UFPE:DD:52	Disjuntor D
17:47:33.063	Não Selecionado	CTG:UFPE:F_TCC:ILOC	IED em Local
17:47:30.268	Normalizou	CTG:UFPE:00:MDES	Mola Descarregada
17:47:29.780	Normalizou	CTG:UFPE:00:FCAM	Falta Alimentação CA Motor
17:47:29.171	Normalizou	CTG:UFPE:00:PBSS	Baixa Pressão Sist. Extinção SF6 2.Grau
17:47:28.491	Normalizou	CTG:UFPE:00:PBSP	Baixa Pressão Sist. Extinção SF6 1.Grau
17:47:27.762	Normalizou	CTG:UFPE:00:FACU	Falta Alimentação Circuito Abertura 1
17:47:25.951	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DE:52	Disjuntor E
17:47:23.300	Disjuntor Abriu	CTG:UFPE:DE:52	Disjuntor E
17:47:20.071	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DD:52	Disjuntor D
17:47:16.652	Normalizou	CTG:UFPE:TRPG	Trip
17:47:16.652	Normalizou	CTG:UFPE:STRT	Start
17:47:16.652	Normalizou	CTG:UFPE:RTRP	Remote Trip
17:47:16.538	Disjuntor Abriu	CTG:UFPE:DD:52	Disjuntor D
17:47:16.536	Atuou	CTG:UFPE:TRPG	Trip
17:47:16.536	Atuou	CTG:UFPE:RTRP	Remote Trip
17:47:12.163	Atuou	CTG:UFPE:STRT	Start
17:47:07.896	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DD:52	Disjuntor D
17:47:05.322	Chave Fechou	CTG:UFPE-1:89	Chave seccionadora status
17:47:02.716	Chave Abriu	CTG:UFPE-1:89	Chave seccionadora status
17:46:58.121	Normalizou	CTG:UFPE:RTRP	Remote Trip
17:46:56.361	Disjuntor Abriu	CTG:UFPE:DD:52	Disjuntor D
17:46:56.360	Atuou	CTG:UFPE:RTRP	Remote Trip
17:46:54.349	Normalizou	CTG:UFPE:BLCK	Block
17:46:51.670	Atuou	CTG:UFPE:BLCK	Block
17:43:20.019	Disjuntor Fechou	CTG:UFPE:DD:52	Disjuntor D
17:43:13.463	Normalizou	CTG:UFPE:RTRP	Remote Trip

Fonte: Próprio Autor (2025)

Como pode ser visualizado na Figura 44 e na Figura 45, a sequência de atuações de pontos dos testes realizados em 5.1 e 5.2, resultaram numa lista de registros com estampa de tempo, descrição, severidade e status bem definidos. Em um cenário real, geralmente é utilizado simultaneamente tanto a tela de processos, quanto o Visor de Logs e o SOE para a confirmação da atuação de um ponto no sistema.

É válido salientar que o SAGE não permite a visualização da estampa de tempo para pontos analógicos, apenas pontos digitais e comandos. Diferentemente do Elipse Power, que possui essa propriedade em cada tag de comunicação, quando configurada com a ASDU apropriada. Ainda assim, a validação desses pontos pode ser feita por meio da tela de processos.

5.4 Modo de testes no Elipse Power

No Elipse Power, além da tela de processos, há também uma outra forma de validar a comunicação com o SAGE que é por meio do modo de testes. Ele pode ser ativado por meio de um botão chamado “Ativar comunicação” na barra de ferramentas no ambiente de configuração das tags de comunicação, conforme Figura 46.

Figura 46 – Ícone de ativação do modo de testes no Elipse Power



Fonte: Próprio Autor (2025)

Neste modo é possível verificar, em tempo real, se a parametrização foi feita corretamente e se os valores estão sendo adquiridos antes mesmo de serem associados aos objetos de tela. Além disso, neste modo também é possível testar comandos por meio da escritura do valor de abertura ou fechamento do disjuntor diretamente na propriedade “Valor” da tag de comunicação referente ao comando desejado. A coloração das tags indica o status da comunicação: azul significa que o valor está sendo adquirido corretamente, cinza indica que o dado não está sendo lido ou não há valor disponível para leitura, e vermelho sinaliza erros na comunicação. A

Figura 47 apresenta as tags de comunicação no modo de testes, onde todas elas podem ser visualizadas em tempo real de execução.

Figura 47 –Tags de comunicação do *driver* em modo teste

Nome	Dispos...	Item	P1/N1/B1	P2/N2/...	P3/N3/...	P4/N4/B4	Ta...	Varredura	Valor	Quali...	Estampa de tempo	Valor (sem escala)
IEC_60870-5-104												
Analgógico												
• CTG_UFFE_AMP_A			1	5	36	4794		1000 9	37	216	12/03/2025 17:47:54,650 9	37
• CTG_UFFE_AMP_B			1	5	36	4795		1000 9	27	216	12/03/2025 17:47:54,650 9	27
• CTG_UFFE_AMP_C			1	5	36	4796		1000 9	34	216	12/03/2025 17:47:54,650 9	34
• CTG_UFFE_KVAN			1	5	36	4797		1000 9	13890	216	12/03/2025 17:47:54,650 9	13890
• CTG_UFFE_KVBN			1	5	36	4798		1000 9	14190	216	12/03/2025 17:47:54,650 9	14190
• CTG_UFFE_KVCN			1	5	36	4799		1000 9	13980	216	12/03/2025 17:47:54,650 9	13980
Digital												
• CTG_UFFE_S2_D			1	5	31	7933		1000 9	2	192	12/03/2025 17:47:51,839 9	2
• CTG_UFFE_S2_E			1	5	31	7934		1000 9	2	192	12/03/2025 17:47:54,321 9	2
• CTG_UFFE_CHAVE			1	5	31	7935		1000 9	2	192	12/03/2025 17:47:05,322 9	2
• CTG_UFFE_LOC			1	5	30	7936		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:33,063 9	0
• CTG_UFFE_FACU			1	5	30	7938		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:27,762 9	0
• CTG_UFFE_SF61			1	5	30	7939		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:28,491 9	0
• CTG_UFFE_SF62			1	5	30	7940		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:29,171 9	0
• CTG_UFFE_FCAM			1	5	30	7941		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:29,780 9	0
• CTG_UFFE_MDES			1	5	30	7942		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:30,268 9	0
• CTG_UFFE_BLOCK			1	5	30	7943		1000 9	0	192	12/03/2025 17:46:54,349 9	0
• CTG_UFFE_START			1	5	30	7944		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:16,652 9	0
• CTG_UFFE_TRIP			1	5	30	7945		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:16,652 9	0
• CTG_UFFE_RTRIP			1	5	30	7946		1000 9	0	192	12/03/2025 17:47:16,652 9	0
Comando												
• CTG_UFFE_S2_D			1	11	46	1105		1000 9	2	192	12/03/2025 17:47:51,272 9	2
• CTG_UFFE_S2_E			1	11	46	1106		1000 9	2	192	12/03/2025 17:47:53,641 9	2

Fonte: Próprio Autor (2025)

Os valores das tags exibidas na Figura 47 correspondem exatamente àqueles discutidos em 3.1.5, exceto pelos pontos duplos de *status* e de comando. Entretanto, aquela configuração é específica para o protocolo IEC 61850. Já para o IEC 104, os pontos duplos possuem a seguinte configuração:

- **0:** Indica indeterminação;
- **1:** Indica que o disjuntor ou chave está aberto;
- **2:** Indica que o disjuntor ou chave está fechado;
- **3:** Indicação de estado inválido.

Para evitar problemas na recepção e envio de informações entre protocolos distintos, a ferramenta Power dispõe de um recurso que realiza a conversão adequada dos valores, permitindo a comunicação entre equipamentos com diferentes padrões de dados. Esse processo pode ser aplicado tanto a pontos digitais quanto a comandos, por meio das abas “discretas” e “comandos”, respectivamente, disponíveis no objeto “*ConfigurationPower*”.

Durante o modo de testes, as tags de comunicação exibem a propriedade “E3TimeStamp”, que recupera a estampa de tempo dos dados enviados pelo SAGE. No caso dos alarmes, as informações do E3TimeStamp podem ser exibidas por meio do objeto E3Alarm, que pode ser configurado para o monitoramento e reconhecimento destes. Já no caso de medições e status de pontos digitais, a informação de tempo pode ser exibida através de displays ou outros objetos de visualização, conforme desejo do cliente.

Para fins de validação da comunicação e transmissão dos dados, optou-se por não implementar a visualização das estampas de tempo dos dados recebidos do SAGE no Eclipse Power. Em vez disso, utilizou-se o modo teste para esta verificação, o que tornou os testes mais rápidos e práticos.

Portanto, seja por meio da visualização da tela de processos ou por meio de outras telas auxiliares, os testes de todos os pontos confirmaram que a comunicação entre os sistemas ocorreu de maneira confiável e com sincronização precisa das estampas de tempo, validando a eficácia das configurações implementadas.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Neste trabalho, foi realizada a configuração dos parâmetros do SAGE e do Elipse Power para uma aplicação simulada focada na distribuição de dados entre dois Sistemas de Supervisão e Controle dentro do contexto do SEP brasileiro. O objetivo principal foi compreender e validar essa integração que é de suma importância para garantir a confiabilidade e eficiência na transmissão de dados dentro da rede interligada do SIN. Essa integração é fundamental para a supervisão e controle remoto das instalações elétricas, permitindo maior segurança operacional e otimização dos processos.

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, foram definidos o escopo da aplicação levando em consideração as limitações de rede impostas, a utilização de máquinas virtuais para simulação do SAGE e a adoção de um simulador de IEDs para a geração dos pontos analógicos, digitais e de comando.

Em seguida, foram configuradas as entidades necessárias no SAGE, em conformidade com os requisitos exigidos pelo protocolo IEC 60870-5-104 para a distribuição de dados. No Elipse Power, as tags de comunicação foram parametrizadas dentro do driver configurado para operar via TCP/IP na porta 2404, utilizando o protocolo IEC 60870-5-104 MASTER. Além disso, no próprio ambiente de edição do Elipse Power, nas opções do próprio driver foi possível validar a comunicação em tempo real entre ambos os sistemas antes mesmo de executá-la. Por fim, foram utilizados os objetos de tela do Elipse, além de funcionalidades como animações e scripts, possibilitando a exibição dinâmica das informações recebidas pelo driver.

Dessa forma, conclui-se que os procedimentos realizados neste trabalho foram desenvolvidos e executados conforme os objetivos propostos, resultando em uma comunicação em tempo real confiável e eficiente entre o SAGE e o Elipse Power, possibilitando uma representação similar à adotada em cenários reais dentro do setor elétrico brasileiro. Entretanto, por se tratar de uma aplicação simplificada em um ambiente simulado, alguns aspectos operacionais de uma implementação real não foram contemplados. Assim, este estudo abre espaço para aprimoramentos futuros, contribuindo para o desenvolvimento de soluções mais completas, tanto para fins didáticos quanto para aplicações práticas no setor elétrico.

Algumas sugestões de aprimoramentos para trabalhos futuros incluem:

- Explorar outros protocolos de comunicação bastante utilizados para a distribuição de dados dentro do SAS, como o DNP3 e o ICCC, para comparar as vantagens e limitações de cada um em diferentes cenários operacionais.
- Utilizar as ferramentas de análise de rede do Elipse Power para processar os dados recebidos e realizar estudos aprofundados sobre o comportamento do sistema, com apresentação dos resultados por meio de gráficos de tendência ou relatórios.
- Avaliar a comunicação OPC para a troca de dados como alternativa à utilização de drivers de comunicação específicos, analisando as principais diferenças e vantagens entre as duas abordagens.
- Adicionar melhorias na infraestrutura de rede para avaliar o comportamento da comunicação em cenários de falhas, perda de conexão, latência elevada e redundância de servidores, além de propor estratégias para mitigação.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, André L. D. **Aplicação da norma IEC-61850 na aquisição SAGE: estudo de caso supervisão e controle de uma linha de transmissão de 500 kV**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2023.
- AWS. O que é o modelo OSI? **Amazon Web Services (AWS)**, 2024. Disponível em: <<https://aws.amazon.com/pt/what-is/osi-model/>>. Acesso em: 17 Janeiro 2025.
- CEPEL. **Manual de Configuração: SAGE SCADA**. Rio de Janeiro. 2010.
- CEPEL. **Anexo de Configuração: Configuração para UTRs com Protocolo IEC 60870-5-104**. Rio de Janeiro. 2021.
- CEPEL. **Manual de Geração: Base SAGE**. Rio de Janeiro. 2021.
- CEPEL. **Manual de Configuração: Base Fonte-Sage**. Rio de Janeiro. 2022.
- CEPEL. SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia. **SAGE - CEPEL**, 2025. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/sage-2/>>. Acesso em: 15 Janeiro 2025.
- ELIPSE. Elipse Power HMI. **Elipse Software**, 2025. Disponível em: <<https://www.elipse.com.br/produto/elipse-power-hmi/>>. Acesso em: 13 Janeiro 2025.
- EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 20 anos. **EPE**, 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica-20-anos>>. Acesso em: 24 Janeiro 2025.
- ESR. Arquitetura TCP/IP: conceitos básicos. **Escola Superior de Redes**, 2020. Disponível em: <<https://esr.rnp.br/administracao-e-projeto-de-redes/arquitetura-tcp-ip/>>. Acesso em: 18 Janeiro 2025.
- GUSMÃO, Clarissa C. M. **Estudo Comparativo do funcionamento de Eletrolisadores do tipo PEM, AWE e SOE e criação de Sistemas Supervisórios específicos para cada tecnologia**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2023.
- IDEC. Como funciona o setor de energia elétrica no Brasil. **idec - instituto de defesa do consumidor**, 2025. Disponível em: <<https://idec.org.br/edasaconta/o-setor>>. Acesso em: 24 Janeiro 2025.
- INFOTECH , 2025. Disponível em: <<https://www.infotech.pl/>>. Acesso em: 27 Janeiro 2025.
- JARDINI, José A. **Sistemas elétricos de potência: automação**.
- KREUTZ, Felipe C. **Automação de subestações através da norma IEC 61850**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2014.
- LOPES, Yona E. A. Smart grid e iec 61850: Novos desafios em redes e telecomunicações para o sistema elétrico. **XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações**, 2012.
- MAI, Kelvin E. A. Iec 60870-5-104 network characterization of a large-scale operational power grid. **2019 IEEE Security and Privacy Workshops (SPW)**, 2019. 236-241.
- MATHEUS, Yuri. Saiba o que é o modelo OSI e quais são suas camadas. **Alura**, 2024. Disponível em: <<https://www.alura.com.br/artigos/conhecendo-o-modelo-osi>>. Acesso em: 17 Janeiro 2025.
- MELLO, Célio D. Você sabe o que é um cabo OPGW e como a Eletronet transporta dados por meio dele? **ELETRONET**, 2023. Disponível em: <<https://www.eletronet.com/blog/voce->

sabe-o-que-e-um-cabo-opgw-e-como-a-eletronet-transporta-dados-por-meio-dele/>. Acesso em: 19 Janeiro 2025.

MENDES, Marcos F. **Proposta de metodologia e de modelo para modernizações de sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte**. Universidade de São Paulo. [S.l.]. 2011.

MISHRA, Sudha. The TCP/IP Model: An Overview. **International Journal of Linguistics & Computing Research**, v. 12, 2017.

MORAES, Marcelo C. D. **NORMA IEC 61850 – Estudo de caso de Sistemas de Automação e proteção de subestações de energia elétrica**. Universidade de São Francisco. [S.l.]. 2008.

NASCIMENTO, Marcelo B. D. 4 Motivos para Aprender Modelo OSI. **Dltec do Brasil**, 2023. Disponível em: <<https://www.dltec.com.br/blog/redes/4-motivos-para-aprender-modelo-osi/>>. Acesso em: 18 Janeiro 2025.

NATH, Pranab B.; UDDIN, Md M. Tcp-ip model in data communication and networking. **American Journal of Engineering Research**, v. 4, n. 10, 2015. p. 102-107.

OLIVEIRA, Eryck D. A. **Desenvolvimento de um sistema supervisorio para o sistema automático de combate a princípio de incêndio do prédio depósito de propulsores do CLA**. São Luís - Ma. 2019.

OLIVEIRA, Willians G. **Diagrama de Treinamento do SAGE**. São Paulo: ELTMAN Engenharia de Sistemas.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação: Protocolos de Comunicação com o Sistema de Supervisão e Controle do ONS e Padrões de Desempenho da Medição**. [S.l.]. 2022.

ONS. O que é o ONS. **ONS**, 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 24 Janeiro 2025.

PIRES, Paulo S. M.; DE OLIVEIRA, Luiz A. H. G.; BARROS, Diogo N. Aspectos de segurança em sistemas SCADA – Uma visão geral. **Publicado na revista Controle & Instrumentação - Edição n°**, 2004.

QUEIROZ, Roberto J. N. **Implantação de um centro de operação em tempo real de um agente de transmissão do sistema interligado nacional**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2010.

SAGE. Visão Geral. **Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia - SAGE**, 2025. Disponível em: <<https://sage.cepel.br/index.php/pt/home/visao-geral>>. Acesso em: 15 Janeiro 2025.

SIN. O que é o SIN. **O Sistema Interligado Nacional**, 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 24 Janeiro 2025.

SKOKO, Vladan; ATLAGIC, Branislav; ISAKOV, Nemanja. Comparative realization of IEC 60870-5 industrial protocol standards. **2014 22nd Telecommunications Forum Telfor (TELFOR)**, IEEE, 2014. 987-990.

TANENBAUM, Andrew S. **Redes de Computadores**. 4ª. ed.

VICENTE, Décio T. D. **Aplicação dos padrões da norma IEC 61850 a subestações compartilhadas de transmissão/distribuição de energia elétrica**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. [S.l.]. 2011.

ZANGHI, Eric. **Sistemas SCADA: Conceitos**. Proteção e Comunicação de Sistemas Elétricos de Potência. [S.l.]. 2019.