

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

JOSÉ GERALDO DA SILVEIRA NETO

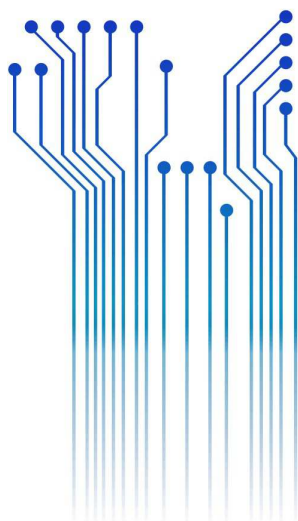


Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SUBESTAÇÕES DIGITAIS E SUBESTAÇÕES
CONVENCIONAIS



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2025

JOSÉ GERALDO DA SILVEIRA NETO

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SUBESTAÇÕES DIGITAIS E SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Professor Dr. Ronimack Trajano de Souza
Orientador

Campina Grande
2025

JOSÉ GERALDO DA SILVEIRA NETO

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SUBESTAÇÕES DIGITAIS E SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em / /

Professor Célio Anésio da Silva , D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Ronimack Trajano de Souza , D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família, que sempre esteve presente durante a minha jornada. Agradeço ao meu pai, José Geraldo da Silveira Junior, por sempre ser o meu farol, mostrando o caminho e sendo essencial nos momentos mais escuros; à minha mãe, Maria da Conceição Sousa da Silveira, por ser o meu porto seguro, sempre me ajudando a me reconstruir e oferecendo um lugar de aconchego; e à minha irmã, Marina Sousa da Silveira, por ser minha Marina, sempre me lembrando da importância de sorrir.

Agradeço aos meus amigos que me acompanharam nesta viagem, desde o delta do Parnaíba até a Rainha da Borborema: Hudson Franco, Benjamim Mário, Mário Benjamim, Antônio Thauan e Carlos Eduardo, e especialmente ao meu melhor amigo, João Henrique Nascimento de Carvalho. Todos os desafios se tornaram mais fáceis com suas companhias.

Agradeço aos meus amigos que ficaram no Piauí, mas sempre torceram pelo meu sonho: Eduardo Gomes, Ícaro Gomes, Eduardo Garcia, Ramon Aguiar, João Paulo, João Gabriel, Gabriel Alves, João Cornélio, Marcio André, William Fontenele e Wesllen Carvalho.

Deixo também meus agradecimentos aos amigos que fiz durante essa jornada: Alderi Leocádio, Bruna Eduarda, Bruno Andrade, Idia Cecília e um abraço especial ao melhor presente que a Voltech me deu, Laura Delai.

Por fim, agradeço aos meus professores do curso de Engenharia Elétrica da UFCG por todo o conhecimento transmitido e, em especial, ao meu orientador Ronimack Trajano de Souza, por ter aceitado participar desta minha jornada.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo sobre *merging units* (MUs) e seu papel na modernização das subestações de transmissão, com ênfase na migração do modelo convencional para o modelo digital. Inicialmente, aborda-se o funcionamento do sistema elétrico de potência, os leilões de transmissão e o papel do ONS e dos Procedimentos de Rede. Em seguida, são detalhados os principais equipamentos e configurações de barramento utilizados em subestações, com destaque para os arranjos mais comuns na rede básica brasileira: disjuntor simples a quatro chaves e disjuntor e meio. A norma IEC 61850 é discutida como base para a interoperabilidade entre dispositivos inteligentes (IEDs), possibilitando a digitalização das subestações. Nesse contexto, as *merging units* são apresentadas como elementos fundamentais no nível de processo para a conversão de sinais analógicos em digitais. Por fim, é realizado um estudo de caso comparando uma subestação convencional e a subestação digital de Nghi Son, evidenciando as vantagens da digitalização em termos de redução de custos, otimização de espaço e aumento da eficiência operacional.

Palavras-chave: subestação digital, *merging unit*, IEC 61850, proteção, transmissão.

ABSTRACT

This work presents a study on merging units (MUs) and their role in the modernization of transmission substations, with a focus on the transition from conventional to digital models. It begins by discussing the operation of the electric power system, transmission auctions, and the role of the ONS and its Grid Procedures. Then, it details the main equipment and busbar configurations used in substations, emphasizing the most common arrangements in the Brazilian transmission grid: single breaker with four switches and breaker-and-a-half schemes. The IEC 61850 standard is explored as the foundation for interoperability among Intelligent Electronic Devices (IEDs), enabling substation digitalization. In this context, merging units are introduced as key components at the process level, responsible for converting analog signals into digital data. Finally, a case study compares a conventional substation with the digital substation of Nghi Son, highlighting the advantages of digitalization in terms of cost reduction, space optimization, and operational efficiency.

Keywords: digital substation, merging unit, IEC 61850, protection, transmission.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Sistema Elétrico Simplificado.	12
Figura 2– Anuncio do Leilão nº 1/2022-ANEEL.	14
Figura 3– Rede de Operação - Brasil - 2028.	16
Figura 4– Subestação Serra da Mesa 500kV.	17
Figura 5– Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.	21
Figura 6– Configuração em anel simples.	22
Figura 7– Barra dupla com disjuntor e meio.	23
Figura 8– Arquitetura de uma subestação compatível com a norma IEC61850.....	26
Figura 9– Cabos de comando e controle	26
Figura 10– SE Lorena.....	28
Figura 11-MERGING UNIT	31
Figura 12- Comparação entresubestações CONVENCIONAIS E digitais.	32
Figura 12- Comparação entresubestações CONVENCIONAIS E digitais.	33
Figura 14-PAINEL de proteção e controlee em subestações convencionais (a) VS PAINEL de proteção e controlee de subestação digital (B).....	34
Figura 15- Eletrodutos e cabos em subestações convencionais (A) VS Eletrodutos e cabos subestação digital (B).	35

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANSI	American National Standards Institute
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ASTM	American Society for Testing and Materials
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IEC	International Electrotechnical Commission
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE	Subestação Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Even
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente (Intelligent Electronic Device)
IEC	International Electrotechnical Commission Abertura Central
IHM	Interface Homem-Máquina
SPCS	Sistema de Proteção, Controle e Supervisão
NESC	National Electrical Safety Code
MU	Merging Unit
RDP	Registradores Digitais de Perturbação
MMS	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
MME	Manufacturing Message Specification
LT	Linha de Transmissão
DIT	Demais Instalações de Transmissão

SUMÁRIO

1. Introdução	10
2. Objetivo Geral	11
2.1. Objetivos Específicos	11
3. Fundamentação Teórica	11
3.1. Sistema Elétrico	12
3.2. Subestações Elétricas	12
3.3. Leilão de Transmissão	13
3.4. ONS e o Procedimento de Rede	15
4. Subestações de Transmissão	17
4.1. Principais Equipamentos em Subestações	18
4.2. Configurações de Barramento	19
4.3. Barra Dupla com Disjuntor Simples A Quatro Chaves	20
4.4. Barra Dupla com Disjuntor e Meio	22
4.5. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS)	23
4.6. IEC 61850	25
5. Subestações Digitais	27
5.1. Merging Unit (MU)	28
5.2. Estudo de Caso - Se Digital X Se Convencional	31
5.2.1. Subestação Digital de Nghi Son	33
6. Conclusão	36
REFERÊNCIAS	37
ANEXOS	40

1. INTRODUÇÃO

Em 1882, foi construída a primeira subestação elétrica, a Estação de Pearl Street, para distribuir energia elétrica para uma pequena área de Manhattan. Com o avanço da tecnologia e a implementação dos transformadores nas subestações, tornou-se possível a transmissão de energia por longas distâncias.

No início do século XX, os relés eletromecânicos começaram a ser empregados principalmente para funções básicas de proteção, como a sobrecorrente e o controle de tensão (sub e sobretensão). Essas funções eram fundamentais para detectar condições anormais, como falhas ou sobrecargas, que poderiam danificar o sistema elétrico.

No final da década de 1980, a utilização de relés digitais, também conhecidos como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), começou a ser implementada. Embora os relés eletromecânicos apresentassem alta confiabilidade, os relés digitais ofereceram uma confiabilidade semelhante, com a vantagem de integrar diversas funções de proteção em um único equipamento. Anteriormente, cada função de proteção exigia um dispositivo separado, enquanto os relés digitais reduziram essa necessidade, proporcionando menor demanda por manutenção, maior flexibilidade na reconfiguração e permitindo a supervisão remota das subestações.

Atualmente, com os avanços dos microprocessadores e das tecnologias de comunicação, as subestações estão evoluindo para o conceito de subestações digitais. Esse avanço foi impulsionado pela norma IEC 61850, que padronizou os protocolos de comunicação entre os IEDs utilizados nas subestações, garantindo a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes e possibilitando uma comunicação mais eficiente, rápida e segura.

Um dos equipamentos que viabilizam essa evolução é a *Merging Unit* (MU), um dispositivo eletrônico inteligente projetado para coletar sinais analógicos de tensão e corrente provenientes dos transformadores de instrumento (TPs e TCs), digitalizá-los e enviá-los por meio de uma rede digital para os IEDs localizados na casa de comando e controle. O termo subestação digital é utilizado justamente porque esse conceito busca minimizar ao máximo a presença de sinais analógicos nos sistemas de proteção, controle e supervisão da subestação.

A aplicação dessas tecnologias possibilita aprimorar a confiabilidade e reduzir custos de construção e operacionais do sistema elétrico (Siemens, s.d.).

2. OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem por objetivo apresentar as inovações da subestação digital e compará-la com a subestação convencional, analisando os benefícios diretos e indiretos de sua implementação.

2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir o processo para o projeto de uma nova subestação de transmissão;
- Definir o funcionamento de uma nova subestação convencional;
- Definir o funcionamento de uma subestação digital;
- Realizar um estudo comparativo entre uma subestação convencional e uma subestação digital.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As subestações (SE) são elementos essenciais para o sistema elétrico, estando presentes em todos os seus segmentos e desempenhando diversas funções. Elas são responsáveis por realizar a transformação dos níveis de tensão, possibilitando a integração

entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, as subestações desempenham papéis fundamentais no seccionamento e proteção dos circuitos, no controle de fluxos de potência e na garantia da confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico. Para compreender sua relevância, é necessário entender o funcionamento do setor elétrico. Com o objetivo de analisar onde uma subestação digital tem maior impacto, dá-se enfoque ao sistema de transmissão de energia.

3.1. SISTEMA ELÉTRICO

Segundo Mamede Filho (2021), todo sistema de potência é constituído de três segmentos – geração, transmissão e distribuição – de forma que a energia produzida na etapa de geração seja encaminhada, por meio de processos específicos, até o consumidor final, que está conectado ao sistema de distribuição. As centrais geradoras produzem energia a partir de diversas fontes, como a energia solar fotovoltaica, a eólica, hidráulica, termo elétrica entre outras. Inicialmente, essa energia é direcionada para uma subestação elevadora, que aumenta a tensão e reduz a corrente elétrica, minimizando as perdas por efeito Joule nas linhas de transmissão. Em seguida, as linhas de transmissão conduzem a energia por longas distâncias até uma subestação abaixadora, onde a tensão é reduzida para níveis adequados à distribuição, permitindo que a energia seja fornecida de maneira segura e eficiente aos consumidores finais como exemplificado na figura 1.

FIGURA 1- SISTEMA ELÉTRICO SIMPLIFICADO.



Fonte: Próprio autor.

3.2. SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

Como pode ser observado na **Figura 1**, as subestações estão presentes em todo o sistema elétrico e podem ser classificadas de diversas maneiras, considerando critérios

como nível de tensão, função no sistema, tipos construtivos, entre outros (Mamede Filho, 2021). Por exemplo, uma subestação pode ter a função de seccionamento, operar em alta tensão e, ainda assim, apresentar uma configuração específica de barramento.

Algumas Classificações:

- Função no Sistema: Indica o papel da subestação na rede, como transmissão, distribuição, manobra, etc.
- Nível de Tensão: Define a magnitude da tensão elétrica com a qual a subestação opera, podendo ser baixa tensão (até 1 kV), média tensão (entre 1 kV e 34,5 kV), alta tensão e extra alta tensão.
- Localização ou Implantação: Considera as condições do ambiente onde foi construída, podendo incluir instalações aéreas, subterrâneas, abrigadas, ao tempo etc.
- Barramento: Classifica a subestação com base no tipo de barramento utilizado – o conjunto de condutores que distribui a energia entre os diferentes circuitos. Essa configuração pode variar, por exemplo, entre barramento simples, barramento duplo, barramento em anel e barramento disjuntor e meio, entre diversos outros arranjos.

As subestações responsáveis pela transmissão de energia costumam ser as mais robustas em sua construção, pois operam em alta e extra alta tensão e realizam a conexão entre diversas fontes geradoras e consumidoras. Por essa razão, exigem alta confiabilidade.

No Brasil, os leilões de transmissão são mecanismos regulatórios utilizados para contratar a construção, operação e manutenção da rede básica, que é composta por linhas de transmissão e subestações essenciais para a infraestrutura de transmissão de energia elétrica.

3.3. LEILÃO DE TRANSMISSÃO

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético para os próximos anos (EPE, s.d.). Esses estudos são fornecidos ao Ministério de Minas e Energia (MME), que analisa as demandas previstas pela EPE e define que o leilão ocorra.

O Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) é mobilizado com a finalidade de realizar a interações entre o Estado e a iniciativa privada (PPI, s.d.).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece as condições necessárias para o leilão e as apresenta em um edital contendo todas as informações a respeito dos lotes, como a descrição dos ativos, os estados onde será feita a implantação, o prazo de necessidade, a capacidade de transformação, a quilometragem da linha e demais dados necessários para a composição do contrato. Além disso, a ANEEL atua como órgão regulador, fiscalizando o cumprimento dos critérios estabelecidos nos editais e contratos. Essa atuação garante que os projetos atendam às normas técnicas, proporcionando segurança jurídica e transparência em todo o processo.

Conforme a atual legislação do setor elétrico, "o processo de outorga de concessão das novas instalações de transmissão deve ser efetuado por meio de licitação ou autorização, a depender da natureza da obra. Em se tratando de obras estruturantes, como linhas de transmissão ou subestações novas, o mecanismo normalmente adotado é a licitação" (EPE, s.d.).

Os empreendimentos ofertados nos leilões (Figura 2) são classificados da seguinte forma: instalações integrantes da Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão (DIT) e instalações de Interligação Internacional.

FIGURA 2– ANUNCIO DO LEILÃO Nº 1/2022-ANEEL.



Fonte: GOV, 2022.

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (s.d.) a **Resolução Normativa ANEEL nº 67, de junho de 2004**, estabelece os critérios para a composição da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão (DIT). Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) as instalações de transmissão que atendem aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação operando em tensão igual ou superior a 230 kV;
- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensão secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT) as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer nível de tensão, quando de uso exclusivo ou compartilhado por centrais geradoras ou de uso exclusivo por consumidores livres;
- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão inferior a 230 kV, independentemente de estarem localizados em subestações integrantes da Rede Básica.

As concessionárias que vencem os leilões são responsáveis pela construção, manutenção, pelos investimentos e pela gestão operacional das instalações pertencentes ao SIN. Para que essas instalações sigam um padrão que possibilite a coordenação e o controle do fluxo de energia em todo o sistema interligado, o ONS criou os Procedimentos de Rede, que constituem as regras propostas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (ONS, s.d.).

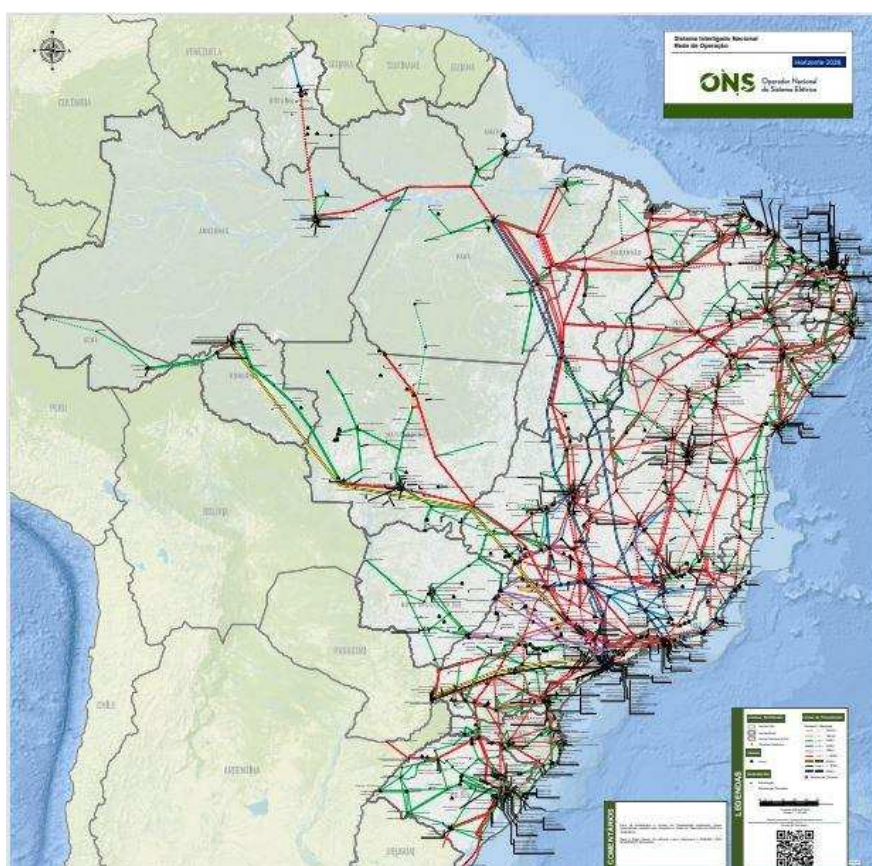
3.4. ONS E O PROCEDIMENTO DE REDE

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) coordena e controla a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), uma rede conectada eletricamente composta por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte

(ONS, s.d.). Esse arranjo pode ser observado na Figura 3, que apresenta o mapa da rede de transmissão do Brasil esperado até 2028.

O Procedimento de Rede é subdividido em módulos e submódulos que possuem como base as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e, caso essas não sejam aplicáveis parcial ou integralmente, às normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC), do *American National Standards Institute* (ANSI), da *American Society for Testing and Materials* (ASTM) ou do *National Electrical Safety Code* (NESC), nesta ordem de preferência, salvo indicação expressa em contrário (ONS, 2022).

FIGURA 3– REDE DE OPERAÇÃO - BRASIL - 2028.



Fonte: ONS. (s. d.).

Para os conceitos abordados neste trabalho, destaca-se o Módulo 2 – Critérios e Requisitos, especialmente os submódulos 2.6 (Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos) e 2.11 (Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção), que apresentam os pontos mais relevantes para o desenvolvimento deste estudo. Esses submódulos descrevem os equipamentos utilizados

em subestações de transmissão e estabelecem os critérios para os sistemas de proteção, inclusive em subestações que já utilizam *merging units* (MUs).

Compreender a relevância da aplicação das *merging units* requer, inicialmente, o entendimento dos principais equipamentos que compõem uma subestação de transmissão, bem como dos processos de proteção e comunicação entre esses equipamentos.

4. SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Há uma grande variedade de equipamentos que podem compor uma subestação de transmissão (Figura 4). Esses equipamentos variam desde os equipamentos de pátio, responsáveis pelas principais funções que caracterizam a subestação, até os equipamentos instalados na casa de comando e controle, que desempenham as funções de proteção e controle da subestação.

FIGURA 4– SUBESTAÇÃO SERRA DA MESA 500KV.



FONTE: JORNAL DA CONSTRUÇÃO CIVIL, 2020.

Embora todas as subestações exerçam, em essência, a mesma função dentro do sistema elétrico, existe uma grande variedade de configurações e equipamentos utilizados, que variam de acordo com a finalidade específica, o nível de tensão e as características do sistema onde estão inseridas. Nem todos os equipamentos são comuns a todas as subestações. Um exemplo é o compensador síncrono, que pode ser instalado

em determinadas subestações para corrigir o fator de potência e estabilizar a tensão, mas não está presente em todas as instalações. Por outro lado, existem equipamentos essenciais que estão presentes na maioria das subestações, como transformadores de potência, disjuntores, seccionadores, transformadores de instrumentos (TPs e TCs), entre outros.

4.1. PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS EM SUBESTAÇÕES

A seguir, estão listados alguns dos equipamentos definidos nos Submódulos 2.6.

- Transformadores: São responsáveis por elevar ou reduzir a tensão da geração para níveis compatíveis com a distância a ser percorrida por um sistema de transmissão (Mamede Filho, 2021).
- Disjuntores: Atuam na desconexão do circuito, interrompendo a corrente elétrica em situações de emergência ou durante manobras.
- Chaves Seccionadoras: Permitem que um trecho ou equipamento seja completamente desligado do sistema, garantindo que não haja circulação de corrente elétrica durante intervenções ou manutenções.
- Barramento: Reúne a energia proveniente dos transformadores e das linhas de transmissão, distribuindo-a para os diversos circuitos e equipamentos da subestação.
- Transformadores de Instrumentos (TPCs, TPs e TCs): São dispositivos essenciais em sistemas elétricos de alta tensão, responsáveis por adaptar os valores de corrente (TCs) e tensão (TPCs e TPs) para níveis seguros e compatíveis com os equipamentos de medição e proteção.
- IEDs ou Dispositivos Eletrônicos Inteligentes: Integram funções de proteção (relés digitais), controle (interfaces homem-máquina), automação e monitoramento (sistemas SCADA), contribuindo para a operação segura e eficiente da rede elétrica.

Mesmo quando as subestações possuem os mesmos tipos de equipamentos, a organização, a quantidade desses equipamentos no pátio é definida pela configuração do barramento que determina e influencia diretamente tanto no projeto e construção da subestação quanto em futuras ampliações ou atualizações. A escolha da configuração do

barramento, por exemplo, impacta aspectos como flexibilidade operacional, confiabilidade, custo e facilidade de manutenção, sendo, portanto, uma decisão estratégica no planejamento da instalação.

4.2. CONFIGURAÇÕES DE BARRAMENTO

A decisão de qual configuração de barra utilizar em uma dada subestação e a sua evolução ao longo do tempo é uma decisão crucial para a inserção de uma nova subestação no sistema elétrico, pois sua topologia define segundo Frontin, 2013:

- Flexibilidade operativa: Caracterizada pela capacidade de disponibilizar um componente do pátio de manobras para manutenção ou reparo com um mínimo de manobras, preferencialmente sem perda de continuidade na subestação.
- Facilidades para expansão: Caracterizada pela capacidade de realizar conexões de novos bays na subestação com o menor número de desligamento possível e com interferência mínima nos bays já instalados.
- Simplicidade do sistema de proteção: Caracterizada pelo reduzido nível de intertravamento entre os componentes de manobra do pátio e pela ausência ou reduzida necessidade de transferências da atuação da proteção.
- Confiabilidade: Caracterizada pela máxima disponibilidade de continuidade entre os circuitos da subestação frente às ocorrências de falhas.
- Custos: Custo total da subestação referente ao pátio de manobras.

Segundo Mamede Filho (2021), essas são as configurações possíveis para projetos de subestação são:

- Barramento simples no secundário e/ou no primário
- Barramento principal e de transferência
- Barramento simples seccionado
- Barramento simples com geração auxiliar
- Barramento duplo, 1 disjuntor a 2 chaves
- Barramento duplo, 1 disjuntor a 4 chaves
- Barramento duplo, 1 disjuntor a 5 chaves
- Barramento duplo, 2 disjuntores a 4 chaves
- Barramento duplo e disjuntor e meio
- Barramento em anel seccionado

- Barramento em anel contínuo
- Barramento em anel modificado

Considerando todas essas variáveis e desafios no planejamento de subestações, o submódulo 2.6 do Procedimento de Rede do ONS estabelece as topologias recomendadas para as subestações integrantes da rede básica. Essas topologias podem variar conforme a região em que a subestação será construída. No entanto, o ONS admite, em casos excepcionais, que sejam propostas topologias alternativas, desde que devidamente justificadas e submetidas a estudos técnicos.

O documento define as configurações padrão de barramento para subestações com isolamento a ar, de acordo com a classe de tensão:

- Para barramentos com tensão igual a 230 kV: arranjo de barra dupla com disjuntor simples e quatro seccionadoras (também conhecido como “disjuntor simples a quatro chaves”);
- Para barramentos com tensão igual ou superior a 345 kV: arranjo de barra dupla com disjuntor e meio.

Como os arranjos de disjuntor simples a quatro chaves e barra dupla com disjuntor e meio são os mais comumente utilizados nas subestações da rede básica, compreender o funcionamento dessas configurações é essencial para o entendimento do funcionamento geral de uma subestação de transmissão.

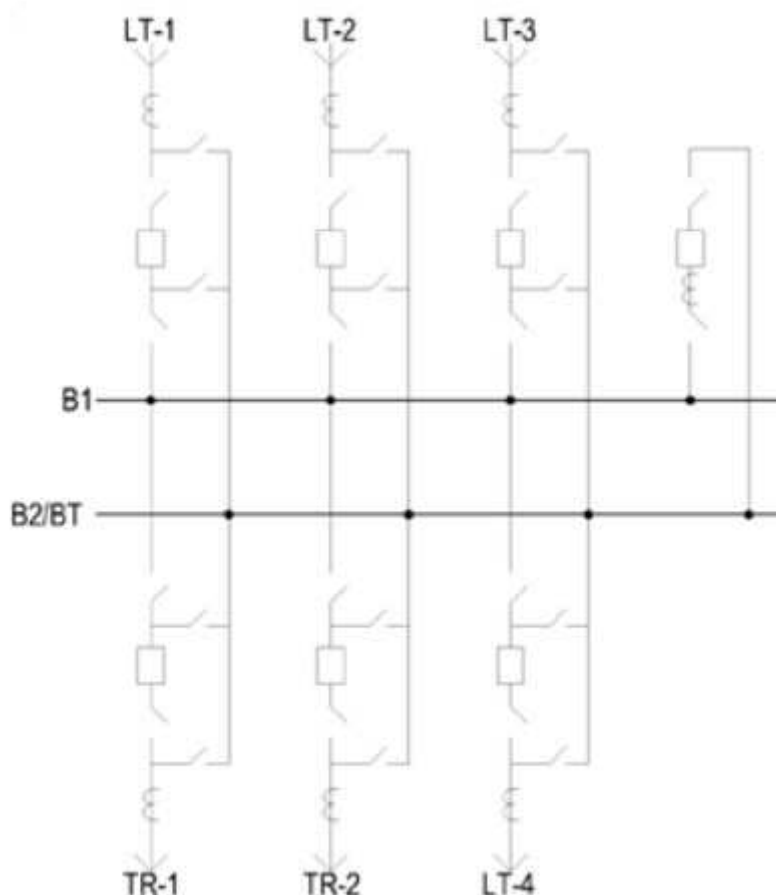
4.3. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR SIMPLES A QUATRO

CHAVES

Nesta configuração, figura 5, a subestação apresenta alta flexibilidade operativa e confiabilidade, pois dispõe de uma chave de *bypass* em cada *bay*. Dessa forma, qualquer disjuntor pode ser liberado para manutenção e reparos sem a necessidade de desligar o circuito correspondente. Em situações de emergência envolvendo disjuntores, uma das barras da configuração de barra dupla – previamente definida – é utilizada como barra de transferência, permanecendo temporariamente dedicada a um *bay* e mantendo o circuito protegido pelo disjuntor de transferência, que assume a função do disjuntor danificado.

No caso de falha de uma das barras, a segunda barra pode ser empregada como a barra principal do sistema (Frontin, 2013).

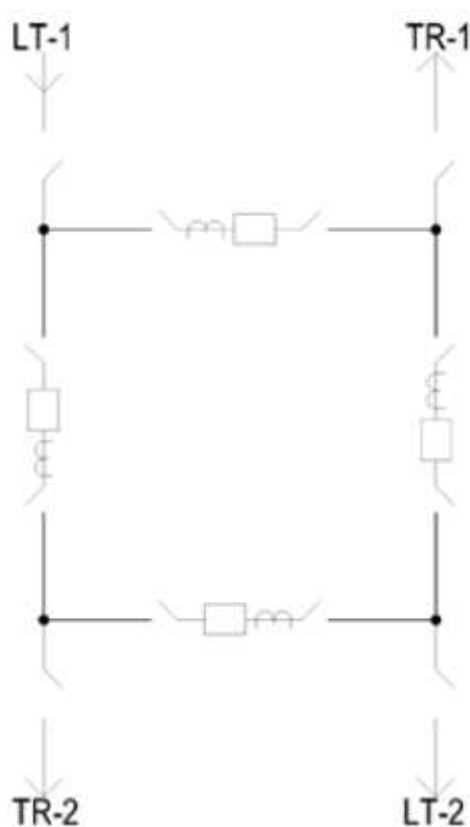
FIGURA 5– CONFIGURAÇÃO EM BARRA DUPLA COM DISJUNTOR SIMPLES A QUATRO CHAVES.



FONTE: FRONTIN, 2013.

Por se tratar de um sistema em que os circuitos não são interligados por meio de um laço elétrico formado pelos equipamentos do pátio de manobras, como exemplificado no circuito em anel da Figura 6, essa topologia apresenta facilidade para expansão. Entretanto, por incorporar uma grande variedade de manobras e equipamentos, exige um custo maior e um sistema de proteção mais robusto, de forma a evitar que manobras indesejadas sejam executadas em situações específicas (Frontin, 2013). Todas essas situações estão contempladas no procedimento de rede, conforme descrito no Submódulo 2.11, onde, por exemplo, o intertravamento entre as chaves de *bypass* impede que, enquanto um circuito esteja sendo transferido para a barra de transferência, as chaves de *bypass* dos outros circuitos sejam ativadas.

FIGURA 6– CONFIGURAÇÃO EM ANEL SIMPLES.



FONTE: FRONTIN, 2013.

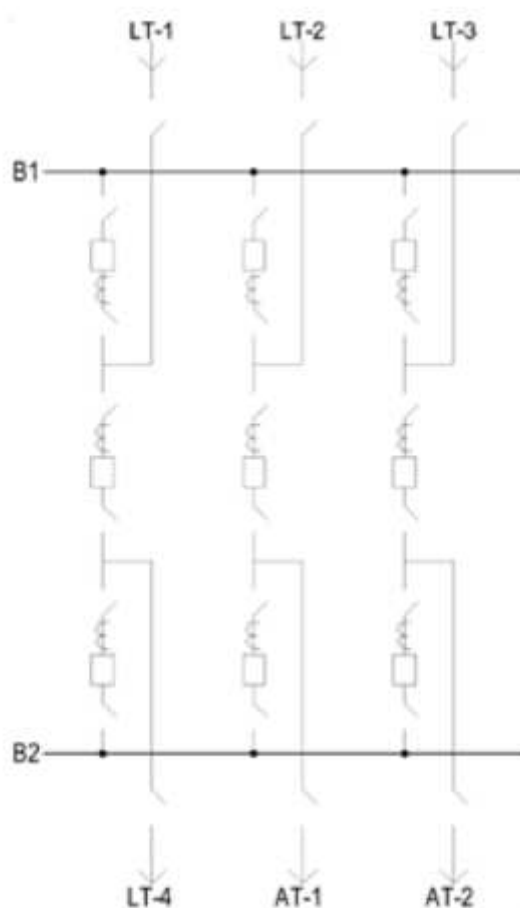
4.4. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO

Como, em subestações de 345 kV ou superiores, exigem um nível de segurança e a confiabilidade maior que as demais subestações, a escolha da configuração em barra dupla com disjuntor e meio, mostrada na Figura 6, revelou-se a melhor alternativa. Essa configuração apresenta menores perdas operacionais decorrentes de falhas, pois, mesmo com a perda de mais de um disjuntor, é possível alimentar todos os circuitos. Mesmo com a desativação das duas barras de operação, os circuitos permanecem energizados no sistema (Frontin, 2013).

Além disso, essa configuração oferece boa flexibilidade operativa, maior simplicidade no sistema de proteção e facilidades para sua expansão. No entanto,

comparada a outras configurações de barra, apresenta um custo relativamente elevado. Para a conexão de seis circuitos, são necessários nove disjuntores (um e meio por *bay*), nove conjuntos de TC's e 24 chaves seccionadoras (Frontin, 2013).

FIGURA 7– BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO.



FONTE: FRONTIN, 2013.

Com os equipamentos e a topologia da subestação definidos, o submódulo 2.11 do Procedimento de Rede apresenta os equipamentos e as filosofias adotadas para os sistemas de proteção, controle e supervisão das subestações. Esse submódulo estabelece os requisitos mínimos para garantir a seletividade, confiabilidade e segurança operativa do sistema.

4.5. SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO (SPCS)

A necessidade de garantir que as subestações pertencentes à rede básica operem de forma contínua e com um alto nível de confiabilidade exige que o sistema seja robusto. As funções básicas do sistema de proteção, controle e supervisão em subestações de energia elétrica da rede básica são descritas a seguir de acordo com o submódulo 2.11:

Função de proteção: Realizada por IEDs autônomos e redundantes, que atuam como proteção principal e proteção alternada. Esses dispositivos devem atuar, em condições normais, em até 70 ms para sistemas acima de 230 kV e em até 90 ms para sistemas de 230 kV. O sistema é composto por relés de proteção que atendem às normas ANSI.

Registro e armazenamento de eventos: Esse sistema deve registrar a atuação dos relés de proteção, a abertura e o fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras, bem como outras indicações de estado de interesse, possibilitando o sequenciamento das ocorrências. Além disso, armazena as medições, as indicações de estado, os alarmes e as ações executadas pelo operador, permitindo análises ou auditorias posteriores.

Intertravamentos: Realizam bloqueios ou liberações de ações de comando nos disjuntores e nas chaves seccionadoras, conforme a topologia e os equipamentos da subestação, visando à segurança operacional dos equipamentos e da planta.

Serviços auxiliares: São responsáveis pela alimentação de todos os sistemas de baixa tensão da subestação, bem como pela recomposição do sistema, permitindo o restabelecimento da subestação em caso de pane ou perturbação nas cargas de baixa tensão, como ocorre, por exemplo, com os relés de proteção.

Comando: As manobras dos equipamentos devem poder ser conduzidas em três instâncias: diretamente no próprio equipamento, no relé e pelo operador, a partir da sala de comando, por meio de uma interface gráfica.

Monitoração: Exibe ao operador, por meio de representações gráficas ou desenhos esquemáticos, os valores provenientes das medições realizadas, além das indicações de estado dos disjuntores, das chaves seccionadoras e dos demais equipamentos de interesse.

Alarmes: São notificações destinadas ao operador que informam sobre alterações inesperadas na configuração da malha elétrica, irregularidades funcionais em algum equipamento, ocorrências no sistema digital ou violações dos limites operativos das medições.

Para garantir que todas as informações dos sistemas de proteção, controle e supervisão sejam compreendidas por todos os IEDs da subestação, e que haja padronização na comunicação entre esses dispositivos, foi desenvolvida a norma IEC

61850. Essa norma estabelece protocolos de comunicação independentes de modelo ou fabricante, possibilitando a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes marcas e promovendo maior flexibilidade, integração e eficiência nos sistemas de automação de subestações.

4.6. IEC 61850

A IEC 61850 (comunicação e automação de subestações de energia elétrica) é uma norma lançada em 2003. Trata-se de um protocolo que visa garantir a interoperabilidade entre IEDs de fabricantes distintos, reduzindo os custos com engenharia e implantação.

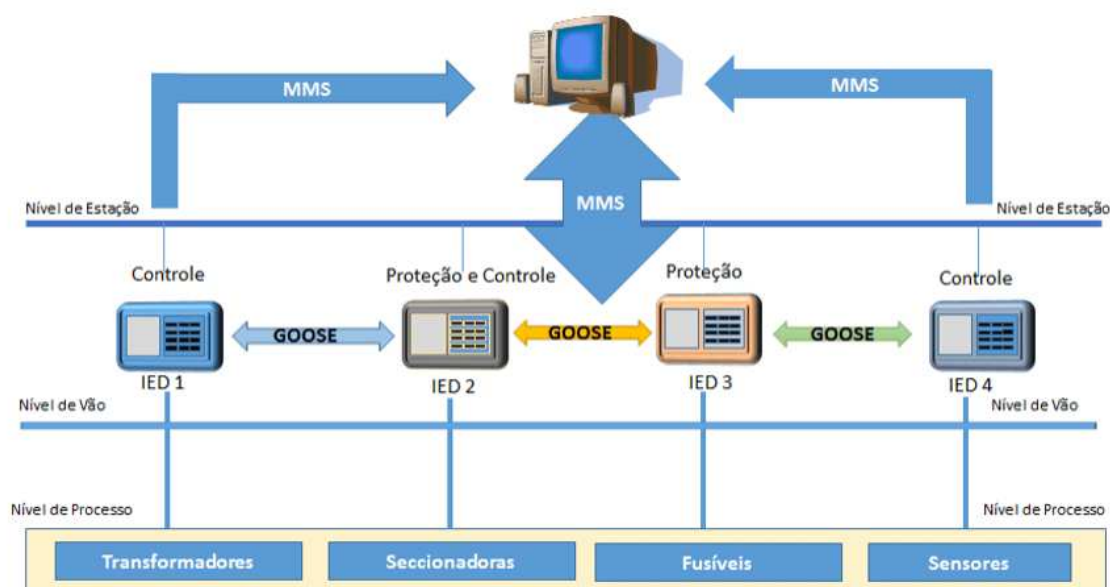
Com o objetivo de proporcionar maior eficiência operacional, a IEC 61850 divide a subestação em três níveis distintos (Figura 8):

Nível de Processo: É neste nível que se encontram todos os equipamentos do pátio da subestação. Em uma subestação convencional, a comunicação entre os equipamentos do pátio e os IEDs localizados no nível de vão é realizada por cabos de cobre multipolares, definidos como cabos de comando e controle, conforme ilustrado na Figura 9.

Nível de Vão: Esse nível abrange toda a parte de proteção e controle dos equipamentos da subestação, realizada pelos relés e RDPs. O nível de *bay* fornece informações como medições, indicação de alarme, indicação de posição, sinais de *trip* e dados de monitoramento para o nível de estação. Em subestações que seguem o atual procedimento de rede, a comunicação entre os níveis de vão e de estação é feita por meio de fibra óptica.

Nível de Estação: Neste nível, encontram-se as Interfaces Homem-Máquina (IHMs) localizadas nas salas de comando e controle da subestação, os sistemas supervisórios e os gateways que possibilitam a comunicação com os centros de controle do ONS, garantindo o monitoramento e a manutenção em tempo real.

FIGURA 8– ARQUITETURA DE UMA SUBESTAÇÃO COMPATÍVEL COM A NORMA IEC61850



FONTE: OLIVEIRA, M. M., 2021.

FIGURA 9– CABOS DE COMANDO E CONTROLE



FONTE: LOJA CONDUSCAMP, S.D.

Para garantir a interoperabilidade entre IEDs, a IEC 61850 define protocolos de comunicação padronizados entre os níveis da subestação, permitindo que mesmo equipamentos de diferentes marcas e modelos sejam compatíveis e assegurando que o protocolo utilizado seja o mais otimizado para cada situação. A Figura 8 apresenta os protocolos utilizados para a comunicação entre os IEDs e o sistema supervisório, bem como para a comunicação entre os IEDs do nível de vão. Esses protocolos são:

MMS (*Manufacturing Message Specification*): É um protocolo de troca de dados independente, padronizado pela norma ISO 9506, que opera no modelo cliente/servidor, em que o cliente (nível de estação) solicita informações e o servidor (nível de vão) responde com os dados requeridos.

GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*): É utilizado para realizar a comunicação horizontal entre os IEDs. Esse protocolo permite que uma mensagem seja enviada para vários destinatários simultaneamente (*multicast*), de modo que apenas os destinatários para os quais a mensagem é relevante recebam a informação. Isso garante velocidade e confiabilidade ao sistema, facilitando processos como a lógica e os intertravamentos.

Nas subestações convencionais, a comunicação entre os equipamentos do nível de processo e os do nível de vão ocorre por meio de sinais analógicos de corrente e tensão, fornecidos pelos transformadores de instrumentos (TCs e TPs). No entanto, com o objetivo de modernizar esse processo, reduzir a quantidade de cabos e aumentar a confiabilidade e a flexibilidade do sistema, surge o conceito de subestação digital.

5. SUBESTAÇÕES DIGITAIS

O conceito de subestações digitais é bastante dinâmico em função das mudanças tecnológicas, pois baseia-se na ideia de uma subestação elétrica que utiliza dispositivos inteligentes para compartilhar informações e possibilitar a interoperabilidade entre seus componentes. Conforme apresentado neste trabalho, as subestações de transmissão empregam IEDs e protocolos de comunicação para executar os processos da subestação. Atualmente, esse termo é aplicado a subestações nas quais o nível de processo se comunica com o nível de vão por meio de protocolos de comunicação e fibra ótica, abandonando os cabos de comando e controle. Um exemplo de subestação digital pertencente ao SIN é a SE Lorena, conforme ilustrado no infográfico da Figura 10.

FIGURA 10– SE LORENA



FONTE: ISA CETEP (2021).

Como pode ser visto no infográfico da Figura 10, existe um equipamento conectado aos equipamentos de pátio e conectado aos IEDs da sala de comando por fibra ótica esse equipamento é a *Merging Unit*.

5.1. MERGING UNIT (MU)

A *Merging Unit* (Figura 11) é um equipamento que recebe valores analógicos de tensão e corrente dos TPs e TCs do nível de processo e, por meio de um conversor analógico-digital, transmite esses dados utilizando o protocolo de comunicação *Sampled Values* (SV), que permite a transmissão de medições em tempo real de grandezas elétricas. Ela se comunica com os IEDs da casa de comando e controle.

No anexo 01 tem-se o MU320, um equipamento digital que integra transformadores de corrente e de tensão convencionais em soluções modernas de automação de subestações. Baseado no padrão IEC 61850-9-2LE, o MU320 conecta os métodos tradicionais de medição com tecnologias de comunicação em rede Ethernet, promovendo uma transição digital mais eficiente e econômica em sistemas de transmissão e distribuição de energia.

Principais Características e Benefícios:

- **Integração Digital:**
O MU320 facilita a conexão dos transformadores convencionais a sistemas de automação de subestações, eliminando a necessidade de reconfigurações manuais e cabeamento redundante.
- **Proteção e Redundância:**
O equipamento oferece proteção rápida, realizando a substituição automática de relés de proteção sem a necessidade de reencadeamento do painel. Além disso, suporta a comunicação entre múltiplas unidades de merging, ampliando o tempo de atividade e a confiabilidade do sistema.
- **Otimização do Projeto:**
Ao reduzir a quantidade de cabeamento, o tamanho dos transformadores (CTs) e as conexões físicas, o MU320 diminui os custos e a complexidade dos projetos, possibilitando o uso de placas de medição com alta precisão (Classe 0,1) em aplicações de medição.
- **Monitoramento e Diagnóstico:**
O equipamento sinaliza, por meio de LEDs, informações importantes como estado de energia, alarmes, sincronização e status das redes locais (LAN). Essa funcionalidade agiliza a identificação de problemas e garante a continuidade da operação, mesmo em situações de perda de comunicação.
- **Conectividade e Interfaces:**
Equipado com interfaces Ethernet ópticas e contatos secos (relés), o MU320 permite uma comunicação supervisionada e a configuração por meio de arquivos SCL padronizados, assegurando compatibilidade e interoperabilidade nos ambientes de automação de subestações.
- **Especificações Técnicas:**
O folheto detalha os parâmetros elétricos e mecânicos do dispositivo, como a faixa de tensão de operação (para corrente contínua e alternada), consumo de potência, dimensões (aproximadamente 222 mm de altura e largura, e 121 mm de profundidade) e peso inferior a 3,5 kg. Estes dados garantem que o equipamento atenda aos rigorosos requisitos operacionais e de instalação em subestações.
- **Testes e Aprovações:**
O MU320 foi submetido a uma série de testes para garantir seu desempenho, segurança e conformidade com normas internacionais, incluindo:

- Testes de Compatibilidade Eletromagnética (EMC):

Foram realizados ensaios de descargas eletrostáticas, campos eletromagnéticos, interferência conduzida e radiada, seguindo normas como IEC 61000-4-2 (descargas eletrostáticas), IEC 61000-4-3 (campos eletromagnéticos), IEC 61000-4-4 (imunidade a pulsos), IEC 61000-4-5 (proteção contra surtos), IEC 61000-4-6, e IEC 61000-4-8, entre outros. Esses testes asseguram que o equipamento opere de forma estável mesmo em ambientes com interferências eletromagnéticas significativas.

- Testes de Interrupção e Dips de Tensão:

Ensaio específico verificaram a capacidade do equipamento em suportar interrupções momentâneas e quedas de tensão, garantindo a continuidade e confiabilidade do sistema de medição e proteção.

- Testes de Segurança:

O equipamento passou por testes de segurança, incluindo verificações de impulsos (Impulse – 5 kV) e ensaios de withstand dielétrico (por exemplo, 3,3 kV DC), conforme padrões IEC (como IEC 60255-27 e IEC 60255-5), garantindo que o MU320 opere com segurança em condições de sobrecarga e potenciais falhas.

- Testes Ambientais e Mecânicos:

Foram realizados ensaios de vibração, choque e condições ambientais (temperaturas extremas, umidade e mudança de temperatura), conforme as normas IEC 60068 e IEC 60255-21, assegurando que o equipamento mantenha sua funcionalidade e integridade mesmo em ambientes adversos.

FIGURA 11-MERGING UNIT



FONTE: OAT, 2021.

5.2. ESTUDO DE CASO - SE DIGITAL X SE

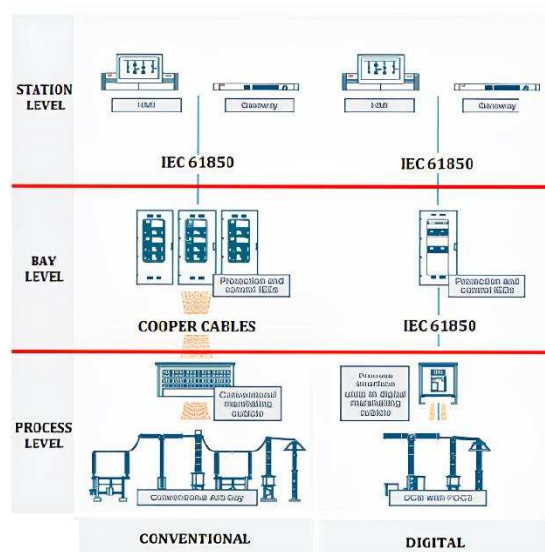
CONVENCIONAL

A Merging Unit permite a implementação de diversas melhorias, além de aumentar a estabilidade e a velocidade da comunicação entre os equipamentos, o que resulta em maior confiabilidade para o sistema de proteção. A substituição dos cabos de comando e controle por fibra ótica também apresenta benefícios para as instalações da subestação, pois impacta fatores construtivos (OAT, 2021).

Conforme ilustrado na Figura 12, é possível observar a influência da norma IEC 61850 na arquitetura das subestações digitais. Com a digitalização completa dos processos, a integração entre os níveis hierárquicos da subestação torna-se mais eficiente,

promovendo maior conectividade, interoperabilidade e automação. No entanto, juntamente com os benefícios da operação remota e do monitoramento em tempo real, surgem novas vulnerabilidades relacionadas à segurança cibernética. A exposição das redes de comunicação a possíveis ataques exige a adoção de medidas de proteção mais robustas, capazes de garantir a integridade, confidencialidade e disponibilidade das informações trocadas entre os dispositivos inteligentes da subestação (TI Safe,2024).

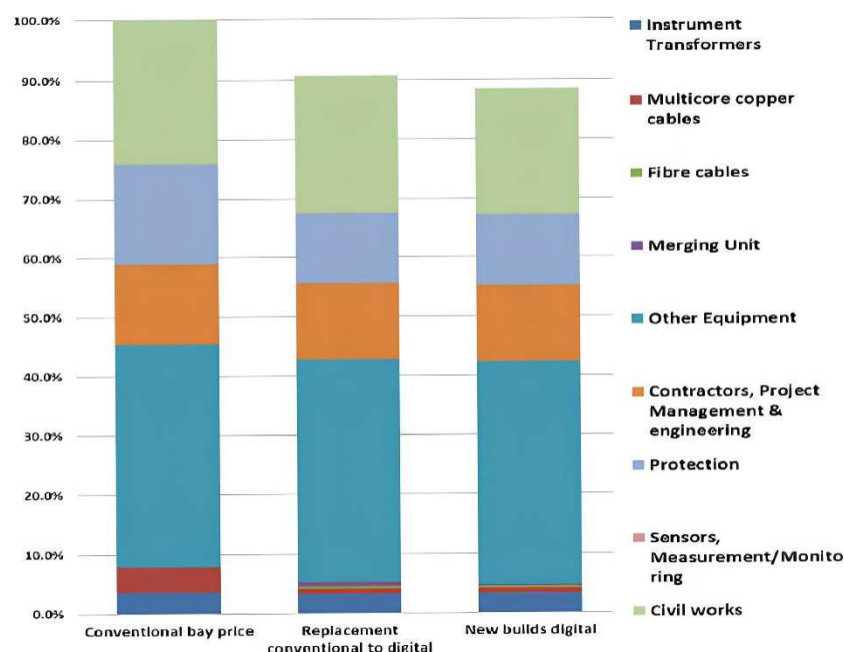
FIGURA 12- COMPARAÇÃO ENTRESUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E DIGITAIS IEC61850.



FONTE: ADAPITADA ABB, 2017.

Segundo projeções da empresa Ofgem, apresentadas na Figura 13, é possível visualizar a estimativa de custos para a contratação de um *bay* em uma subestação convencional, bem como as diferenças percentuais em relação aos custos associados à digitalização de uma subestação existente e à construção de uma subestação totalmente digital.

FIGURA 13- COMPARAÇÃO ENTRESUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E DIGITAIS.



FONTE: ADAPITADA OFGEM, 2015.

Observa-se uma redução significativa nos custos associados ao uso de cabos de cobre, à construção civil e a outros equipamentos auxiliares, como os painéis que abrigam os IEDs. Em subestações convencionais, esses armários precisam ter dimensões maiores devido à grande quantidade de cabos que recebem e às exigências de segurança para o operador. Como esses cabos são energizados, é necessário garantir espaçamento adequado entre os bornes de conexão, além de prever áreas acessíveis para eventuais manutenções. Esses fatores impactam diretamente o custo e o espaço físico da instalação. Tais vantagens tornam-se ainda mais evidentes na análise do caso da subestação digital de **Nghi Son**.

5.2.1. SUBESTAÇÃO DIGITAL DE NGHI SON

Como pode ser visto na Figura 14, a utilização de fibra ótica em substituição aos cabos de cobre permite uma maior organização dentro dos painéis de comando e controle da subestação. Isso proporciona maior agilidade no processo de instalação e nos testes de comissionamento. Além disso, como os cabos de fibra ótica não operam com tensão, a segurança dos operadores é aprimorada. A capacidade de autodiagnóstico da fibra ótica possibilita a identificação de problemas em caso de rompimento do cabo, e o tamanho

dos painéis pode ser reduzido, implicando diretamente na diminuição do tamanho da casa de controle e comando.

FIGURA 14-PAINEL DE PROTEÇÃO E CONTROLE EM SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS (A)
VS PAINEL DE PROTEÇÃO E CONTROLE EM SUBESTAÇÃO DIGITAL (B).



FONTE: OAT, 2021.

Como pode ser observado na Figura 15, a redução de eletrodutos e condutores é bastante significativa, permitindo a diminuição das construções civis necessárias para abrigá-los. Essa redução também representa uma considerável poupança de tempo e facilita a manutenção dessas conexões.

FIGURA 15- ELETRODUTOS E CABOS EM SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS (A) VS ELETRODUTOS E CABOS EM SUBESTAÇÃO DIGITAL (B).



FONTE: OAT, 2021.

Segundo NGO et al., (2024), a subestação digital de Nghi Son, figuras 12 e 13, no Vietnã, mesmo diante dos desafios impostos pela COVID-19. Em tempo de engenharia, houve redução de até 83%, possibilitada pela pré-configuração de equipamentos como *Merging Units* em laboratório, acelerando a replicação em projetos. A redução de cabos de cobre em um intervalo de 30 a 40% e em 40% de terminais de cobre.

Painéis de relé e o tamanho da casa de comando e controle não apresentaram redução, já que a operadora de transmissão do sistema priorizou a implantação rápida durante a pandemia utilizou-se de modelos existentes, mantendo um painel por *bay*, mas é visível que o painel apresenta bastante espaço inutilizado. O tempo de comissionamento teve redução de 10%, essa redução poderia ser maior, mas a equipe ainda estava se familiarizando com o novo sistema.

Apesar do custo total do projeto ter aumentado 10%, houve a redução de 30% na mão de obra. Apesar desse aumento no custo o resultado foi considerado positivo dado a todas as complicações enfrentadas na obra e como custos operacionais futuros podem compensar esse gatilho inicial, além de possuir um sistema elétrico mais confiável.

6. CONCLUSÃO

Esta pesquisa contribui para uma maior compreensão do sistema de transmissão de energia e dos avanços tecnológicos relacionados às subestações digitais, em especial aquelas regidas pelos procedimentos estabelecidos pelo ONS. O projeto reforçou a necessidade de um planejamento adequado e de estudos aprofundados para a construção de uma subestação, evidenciando como a tecnologia pode resultar em um sistema com maior confiabilidade, segurança e redução de custos, o que é fundamental para garantir o funcionamento eficiente do Sistema Interligado Nacional. Além disso, o trabalho apresenta conceitos sobre o funcionamento de uma subestação.

Entretanto, este estudo apresenta limitações, pois foi possível realizar apenas uma comparação entre subestações convencionais e digitais. Devido ao sigilo que envolve esses projetos, o acesso a uma subestação pertencente ao SIN foi restrito, dificultando uma análise detalhada dos valores de projeto, manutenção e disponibilidade de equipamentos. Dessa forma, sugere-se que pesquisas futuras contemplem uma análise mais diversificada, envolvendo um número maior de subestações, bem como uma análise de custos dos projetos.

REFERÊNCIAS

FRONTIN, Sérgio O. Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas; Brasília: Teixeira, 2013.

MAMEDE FILHO, J. **Subestações de alta tensão**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.6: requisitos mínimos para subestação e seus equipamentos. Rio de Janeiro: ONS, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.11: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

NGO, Van Ha; BUI, Thanh Tuan; HOANG, Hung; VO, Dang-Thoang; CHOW, Chin-Fei; TEOH, Chee-Pin; RICHARDS, Simon. *The Full Digital Substation Success in Vietnam*. In: CIGRÉ SESSION 2024, Paris. Proceedings [...]. Paris: CIGRÉ, 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Edital do leilão de transmissão 01/2023 com investimento previsto de R\$ 16 bilhões entra em consulta pública**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/edital-do-leilao-de-transmissao-01-2023-com-investimento-previsto-de-16-bilhoes-entra-em-consulta-publica>. Acesso em: 11 nov. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Quem somos**. [S. l.], [202?]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 11 nov. 2024.

JORNAL DA CONSTRUÇÃO CIVIL. **Furnas investe R\$ 36 milhões em novo banco de capacitor série na Subestação Serra da Mesa**. [S. l.], 22 dez. 2020. Disponível em: <https://www.jornaldaconstrucacotvil.com.br/2020/12/22/furnas-investe-r-36-milhoes-em-novo-banco-de-capacitor-serie-na-subestacao-serra-da-mesa/>. Acesso em: 15 nov. 2024.

LOJA CONDUSCAMP. **Cabo Comando/Controle 12x0.75 mm sem blindagem preto.** [S. l.], [202?]. Disponível em: <https://loja.conduscamp.com.br/produto/cabo-comandocontrole-12x075-mm-sem-blindagem-preto/5415454>. Acesso em: 18 nov. 2024.

NÚCLEO DO CONHECIMENTO. **Sensores de corrente.** [S. l.], [202?]. Disponível em: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-eletrica/sensores-de-corrente>. Acesso em: 15 nov. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Mapas do Sistema Interligado Nacional (SIN).** [S. l.], [202?]. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 10 out. 2023.

PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS (PPI). **Quem somos.** [S. l.], [202?]. Disponível em: <https://ppi.gov.br/quem-somos/>. Acesso em: 16 nov. 2024.

DUTRA, Renato da Silva. **IEC 61850: comunicação e automação de subestações de energia elétrica.** 2012. 60 f. Monografia (Especialização em Automação Industrial) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

SIEMENS. *Process Release 3.* [S.l.]: Siemens, s.d. Disponível em: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:9107b5b3-7fbc-4a32-82b4-237dcee8b595/version:1599571433/Process-Release-3.pdf>. Acesso em: 03 fev. 2025.

OFGEM. *Fitness to Participate: Submission Document.* Londres: Ofgem, 2014. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/fitness_submission.pdf. Acesso em: 03 fev. 2025.

TISAFE. *Os desafios da cibersegurança em subestações digitais no setor de energia elétrica.* [S.l.]: TISafe, 2023. Disponível em: <https://tisafe.com/os-desafios-da-ciberseguranca-em-subestacoes-digitais-no-setor-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

GOUGH, Eddie. *ABB Data Center Forum 2017 – Power Grids*. [S.l.]: ABB, 2017. Disponível em: https://new.abb.com/docs/librariesprovider68/default-document-library/data-center-forum-2017/abb-data-center-forum-2017---power-grids_eddie_gough.pdf?sfvrsn=2. Acesso em: 03 fev. 2025.

GE Vernova. *MU320 merging unit – Datasheet*. V03. Disponível em: https://www.gevernova.com/grid-solutions/products/brochures/mu320_ds_en_v03.pdf. Acesso em: 03 fev. 2025.

ANEXOS

MU320

Merging Unit

Analog and digital, fast and accurate:

Fully-integrated Merging Unit for Process Bus Applications

MU320 is an IEC 61850-9-2LE sampled value interface with conventional current and voltage transformers, integrating GOOSE control for switchgear

Intelligent technologies have brought many benefits in the field of transmission and distribution networks. Digital technology at the station bus level is currently widely spread, to provide a cost effective system to meet the increasing demands for higher standards in power automation. The Reason MU320 merging unit goes one step further to complete the digital substation; facilitating the connection of conventional current and voltage transformers to modern substation automation solutions through IEC 61850-9-2LE.

Benefits

Faulty protection rapid replacement: when the protective relay fails its replacement is carried out without panel rewiring.

Reduced CT windings: The Merging Unit enables that several IEDs read from the same current source.

Reduced CT size: Merging Unit has a very low burden.

Eliminates the need for supervision cables: communication is intrinsically supervised.

Increased uptime: protection can receive data from multiple Merging Units.

Less risk of opening CT circuit: signal is transmitted by messages over Ethernet network.

High accuracy Class 0.1 analog card for metering applications panels reducing

drastically costs with trenches and copper cabling, for instance.

Reduced project complexity: by reducing cabling and physical connections.

In the event of communication loss, all main information is signaled via LEDs (Power, In Service, Alarm, Sync, LAN A and LAN B).

Front-end software configuration for standardized SCL file.



POWER SUPPLY

Power supply 100-250 Vdc, 110- 240 Vac

Operating nominal voltage	100-250 V dc, 110- 240 V ac
Frequency	50/60 Hz $\pm$ 3Hz
Operating voltage range	80 - 275 V dc, 88 - 264 V ac
Power Consumption	MAX 20 VA Typically 14 W
Interruptions	40 ms @ 125 V a.c. / V d.c. 100 ms @ 250 V a.c. / V d.c.
Connector	3 pin: positive (phase), negative (neutral) and ground

Power supply 24/48 Vdc

Operating nominal voltage	24/48 Vdc
Frequency	50/60 Hz $\pm$ 3Hz
Operating voltage range	18 - 72 Vdc
Power Consumption	45 W @ 700mA
Connector	3 pin: positive (phase), negative (neutral) and ground

OPTICAL IRIG-B INPUT

Signal	IRIG-B004
Wavelength	820 nm
Fiber type	Multimode 62.5 / 125 μ m
Connector	ST - 24 dBm
Maximum curvature ratio	30 mm 100 ms @ 250 V a.c. / V d.c.
Connector	3 pin: positive (phase), negative (neutral) and ground

INTERNAL OSCILLATOR

Drift when not locked	$\pm$ 50PPM (8.64 seconds/day)
-----------------------	-----------------------------------

IN SERVICE CONTACT

Description	Dry contact relay, normally closed
Switching Voltage	250 V (AC and DC)
Permissible current continuous	5 A
Maximum voltage	300 (AC and DC)
Making Capacity	15 A, 4 sec
Breaking Capacity	40W Resistive, 25 W/VA L/R = 50
Dropout time	< 5 ms
Burden	~50mA @12V [600mW]
Withstand voltages across open contacts	1000V rms
Permissible short time value for 1s	30A

DIMENSIONS AND WEIGHT

Height	222 mm / 8.7 in (5 U)
Width	222 mm / 8.7 in (½ 19")
Depth	121 mm / 4.7 in
Weight	< 3.5 kg (< 7.72 lb)

ANALOG ACQUISITION

Resolution	16 bits
Acquisition rate	80 and 256 ppc
Attenuation @ 800 Hz	3 dB
Group delay	664 μ s

BINARY INPUTS			
Nominal Voltage	125 V	250 V	24 / 48 V
Level Low	40 V	75 V	08 V
Level High	85 V	160 V	17 V
Impedance	82 kΩ	160 kΩ	15 kΩ
Burden	< 0.25 W	< 0.5 W	< 0.2 W
Continuous Overload	240 V	340 V	100 V

BINARY OUTPUTS

Description	Dry contact relay, normally open
Switching Voltage	250 V (AC and DC)
Maximum continuous current	5 A
Maximum voltage	300 (AC and DC)
Making Capacity	15 A, 4 sec
Breaking Capacity	40 W Resistive, 25 W/VA L/R = 50
Operation time / Dropout time	< 5 ms
Burden	Per energized output relay: ~50mA @12V [600mW]
Withstand voltages across open contacts	1000V rms
Permissible short time value for 1s	30A

BINARY OUTPUTS

Description	Uses IGBT technology
Rated voltage	250 V
Breaking Capacity	10A @ 250Vac with L/R= 40 ms
Make & Break, dc resistive	1368 W
Operation time	< 0.2ms
Reset time	< 8ms
Max number of operation	≥10000

OPTICAL ETHERNET PORTS

Interface	100BASE-FX
Bitrate	100 Mbps
Wavelength	1300 nm
Connector	LC
Fiber type	multimode 62.5 / 125 μm
Emission power	-20 dBm
Sensitivity	-32 dBm
Maximum applicable power	-14 dBm

VOLTAGE INPUTS

Nominal Voltage (Vn)	115 V
Nominal frequency	50/60Hz
Voltage range	0.02 ... 230 V
Accuracy	± 0.1 % F.S.
Impedance	> 210 k Ω
Burden Vn	< 0.1VA
Continuous overload	240 V
Maximum overload (1 s)	460 V (4 x Vn)
Bandwidth	3 k Hz

CURRENT INPUTS			
Characteristic	Standard Input	Standard Input	High accuracy Inputs
Nominal Current (In)	5 A	1 A	1 and 5 A
Nominal frequency	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz
Current range (rms)	0.25 ... 200A	0.05 ... 40A	0.005... 10 A
Accuracy	± 0.1 % F.S.	± 0.1 % F.S.	Class 0.1 (IEC 61869-2) 0,05 A to 10 A better than 0,1% of the measurement ± 1mA
Impedance	3 m Ω	15 m Ω	15 mΩ
Burden In	50 m VA	< 0.02 VA	< 0.02 VA
Continuous overload	20A (4 x In)	4A (4 x In)	10 A
AC current thermal withstand 1 s (Ith rms)	320A (64 x In)	100A (100x In)	100 A
AC current thermal withstand 10 s (Ith rms)	100A (20 x In)	30A (30 x In)	30 A
Insulation	> 3.5 kV	> 3.5 kV	>3,5 kV
Bandwidth	1 k Hz	1 k Hz	1 k Hz

TYPE TEST

EMC tests were performed according to IEC 60255-26 referring to the following standards

IEC 61000-4-2:2008	6kV contact / 8KV air
IEC 61000-4-3:2006	10 V/m
IEC 61000-4-4:2012	2 KV @ 5KHz
IEC 61000-4-5:2005	Differential mode: 2KV Common mode: 1KV
IEC 61000-4-6:2008	10V
IEC 61000-4-8:2009	30A/m continuos - 300A/m @ 1s

	- A.C. and d.c. voltage dips Test level: 0% residual voltage Duration time a.c.: 1 cycle d.c.: 16,6ms - Test level: 40% residual voltage Duration time a.c.: 12 cycles d.c.: 200ms - Test level: 70% residual voltage Duration time a.c.: 30 cycles d.c.:500ms A.C. and d.c. voltage interruptions - Test level: 0% residual voltage Duration time a.c.: 300 cycles d.c.: 5s
IEC 61000-4-11:2004 IEC 61000-4-29:2000	
IEC 61000-4-16:1998	Differential mode: 100V r.m.s. Common mode: 300V r.m.s. Freq: 16,7 Hz, 50 Hz or 60 Hz
IEC 61000-4-17:1999	Test level: 15 % of rated d.c. value Test frequency: 120Hz, sinusoidal waveform
IEC 61000-4-18:2006	Voltage oscillation frequency: 1MHz Differential mode: 1kV peak voltage; Common mode 2,5kV peak voltage

IEC 61000-4-16:1998	Differential mode: 100V r.m.s. Common mode: 300V r.m.s. Freq: 16,7 Hz, 50 Hz or 60 Hz
---------------------	---

IEC 61000-4-17:1999	Test level: 15 % of rated d.c. value Test frequency: 120Hz, sinusoidal waveform
---------------------	--

IEC 61000-4-18:2006	Voltage oscillation frequency: 1MHz Differential mode: 1kV peak voltage; Common mode 2,5kV peak voltage
---------------------	---

Gradual Startup	Shut-down ramp: 60s Power off: 5m Start-up ramp: 60s
-----------------	--

CISPR11:2009	Radiated emission Limits: 30 to 230MHz - 50dB(μV/m) quasi peak at 3m 230 to 1000MHz - 57dB(μV/m) quasi peak at 3m
--------------	--

CISPR22:2008	Radiated emission Limits: 1 to 2GHz - 56dB(μV/m) average; 76dB(μV/m) peak at 3m Limits defined considering the maximum internal frequency of 125MHz Conducted emission Limits: 0.15 to 0.50MHz - 79dB(μV) quasi peak; 66dB(μV) average 0.5 to 30MHz - 73dB(μV) quasi peak; 60dB(μV) average
--------------	--

Safety tests	
Safety	IEC 60255-27
IEC 60255-5	Impulse - 5KV Dielectric withstand - 3,3KVDC Insulation > 100M Ω

Environmental tests	
IEC 60068-2-1	-40°C, 16 hours (Cold)
IEC 60068-2-2	+85°C, 16 hours (Dry heat)
IEC 60068-2-30	95% no condensation, 55°C (Damp heat)
IEC 60068-2-14	-40°C to 85°C / 9 hours / 2 cycles (Change of temperature)
IEC 60255-21-1	Class 2 (Vibration)
IEC 60255-21-2	Class 1 (Shock)

OPTICAL ETHERNET PORTS

Optical Ethernet ports specifications	
Operating temperature range	-40 °C (-40 °F) ... +55°C (+131°F)
Tested as per IEC 60068-2-1:2013	-40°C (-40°F)
Tested as per IEC 60068-2-2:2013	+85°C (+185°F)
Relative humidity	0 ... 95 %, noncondensing

Enclosure Protection IEC 60529	
Front flush mounted with panel	IP54
Rear and sides	IP20
Product safety protection	IP10 (for the rear due to live Connections on the terminal block)

GE Grid Solutions

Reason Product Line
+55 48 21080300
www.gegridsolutions.com

GE Business Unit, LLC is a subsidiary of the General Electric Company. The GE brand, logo, and Lumination are trademarks of the General Electric Company. © 2014 GE Business Unit, LLC. The USG brand & Logix are trademarks of USG Interiors, LLC. Information provided is subject to change without notice. All values are design or typical values when measured under laboratory conditions. MU320_DS_EN_V03