UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

POSGRADOS

MAESTRÍA EN

ELECTRICIDAD

RPC-SO-22-No.325-2018

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

MODELACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN PARA UNA MICRORRED CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADA EN LA NORMA IEC 61850-7-420

AUTOR:

LILIANA MIREYA MARÍN BUELE

DIRECTOR:

ARTURO GEOVANNY PERALTA SEVILLA

CUENCA - ECUADOR

2022

COHORTE 2018 - 2020

COHORTE 2018 - 2020

Autora:

Liliana Mireya Marín Buele
Ingeniera Electrónica.
Candidata a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca
lmarin@est.ups.edu.ec

Director:

Arturo Geovanny Peralta Sevilla
Ingeniero Eléctrico
Magister en Gestión de Telecomunicaciones
Magister en Docencia Universitaria
Doctor en Ingeniería
aperaltas@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2022 Universidad Politécnica Salesiana.
CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA
MARÍN BUELE LILIANA MIREYA

MODELACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN PARA UNA MICRORRED CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADA EN LA NORMA IEC 61850-7-420

Agradecimientos

Quiero expresar mi gratitud a Dios, por ser el principal maestro y fiel inspirador para culminar con éxito el presente trabajo.

A mi familia que durante todo este proceso de crecimiento profesional me han brindado su apoyo incondicionalmente.

De manera especial un sincero agradecimiento a mi docente tutor Prof. Arturo Geovanny Peralta Sevilla. PhD., quien durante todo este tiempo a través de su experiencia, conocimiento y orientación formó parte de la realización de lapresente tesis.

A mis compañeros de aula que durante el transcurso de aprendizaje se formaron grandes lazos de amistad.

Gracias a la Universidad Politécnica Salesiana, su conjunto de docentes y autoridades que trabajan arduamente por su excelencia académica.

Índice general

Índice de Contenidos 3

Índice de Figuras 4

Índice de Tablas 6

Resumen 7

Abstract 7

1. Introducción 9
- 1.1. Antecedentes 9
- 1.2. Planteamiento del Problema 10
- 1.3. Objetivos 11
  - 1.3.1. Objetivo general 11
  - 1.3.2. Objetivos específicos 11
- 1.4. Justificación 11
- 1.5. Organización del manuscrito 12

2. Marco Teórico Referencial 14
- 2.1. Evolución Redes Eléctricas 14
  - 2.1.1. Estructura General Smart Grids 14
  - 2.1.2. Red de Comunicación Smart Grids 16
- 2.2. Generación Distribuida 18
  - 2.2.1. Concepto de Generación Distribuida 18
  - 2.2.2. Beneficios de la Generación Distribuida 19
  - 2.2.3. Tecnologías de la Generación Distribuida 19
- 2.3. Microrredes 23

2.3.1. Componentes de una Microrred 23
2.3.2. Tipos de Microrredes 24
2.4. Norma IEC 61850 25
2.4.1. Introducción 25
2.4.2. Conceptualización y Estructura de la Norma IEC 61850 26
2.4.3. Descripción del modelo de información. 29
2.4.4. Aplicaciones directas de la IEC 61850 31
2.5. Norma IEC 61850-7-420 31
2.5.1. Introducción 31
2.5.2. Estructura IEC 61850-7-420 32

3. Comunicación en Microrredes **34**
3.1. Introducción 34
3.2. Parámetros de comunicación 34
3.3. Diseño de la Microrred y modelado 35
3.3.1. Software de implementación 37
3.3.2. Diagrama unifilar o de línea 38
3.3.3. Definición de funciones 40
3.3.4. Configuración de comunicación 46
3.3.5. Generación archivos SCL 47

4. Análisis y resultados **49**
4.1. Introducción 49
4.2. Resultados Generales 49
4.2.1. Resultados de análisis de funciones 49
4.2.2. Resultados de comunicación 51
4.2.3. Protocolo GOOSE Y MMS report 55

5. Conclusiones, Recomendaciones y Trabajos futuros **67**
5.1. Conclusiones 67
5.2. Recomendaciones 69
5.3. Trabajos futuros 69

Glosario **73**

Bibliografía **78**

Índice de Figuras

2.1. Estructura General Smart Grids [11] 15
2.2. Raices de las Smart Grids [12]..... 16
2.3. Comunicación en Smart Grids con tres tipos principales de redes [18]. 17
2.4. Composición de un panel fotovoltaico [23]. 20
2.5. Posición y orientación esquemática de un panel solar [24]..... 20
2.6. Tipos de Aerogeneradores. Fuente propia 21
2.7. Rango salto-caudal para cada tipo de turbina [25]. 22
2.8. Esquema básico de una Microrred. Fuente propia. 24
2.9. Estructura de la Norma IEC 61850. Fuente propia 27
2.10. Jerarquía del modelo de información Norma IEC 61850. Fuente propia 30
2.11. Nodos Lógicos DER según Norma IEC 61850-7-420 [32]..... 32

3.1. Esquema microrred de prueba. Fuente propia..... 36
3.2. Menú principal de Helinks STS 37
3.3. Esquema Unifilar microrred de prueba. Fuente propia..... 38
3.4. Acceso a los LN de la Bahía 1. 40
3.5. IEDs correspondientes a la bahía 1. 41
3.6. IEDs de bahía 2 correspondientes a la función de medición..... 42
3.7. IEDs de bahía 2 correspondientes a la función de protección. 42
3.8. IEDs del circuito Recip Engine C-Heat 43
3.9. IEDs del circuito CellSystem 44
3.10. IEDs del circuito CellSystem 45
3.11. IEDs de bahía 2 correspondientes a la función de control 45
3.12. Dispositivo lógico de interfaz con el usuario 46
3.13. Topología estrella tradicional vs estrella extendida 47

3.14. Inicio de archivo SCL 47
3.15. Fragmento de archivo SCL configuración de comunicación 48

4.1. Topología de red aplicada. 52
4.2. Topología de red aplicada en Cisco Packet Tracer 53
4.3. Ping del IED2_01 al IED_UC_02 54
4.4. Ping del IED2_01 al IED_UC_02 55
4.5. Parámetros de subred MMS. 56
4.6. SV del circuito Recip Engine 57
4.7. Validación de la red de comunicación 58
4.8. Configuración de mapeo HMI. 58
4.9. Configuración de mapeo Recip Engine 59
4.10. Configuración de mapeo Fuell Cell. 59
4.11. Configuración de mapeo Photovoltaics System. 59
4.12. Esquema de Aplicaciones GOOSE. 60
4.13. Matriz de resultados GOOSE. 60
4.14. Mensaje GOOSE1 62
4.15. Mensaje GOOSE2 62
4.16. Mensaje GOOSE3 63
4.17. Mensaje GOOSE4 63
4.18. Mensaje GOOSE5 64
4.19. captura de tráfico GOOSE 65
4.20. Mensajes GOOSE. 66

Índice de Tablas

2.1. Resumen de ventajas y desventajas según el tipo de Microrred. . . 25
2.2. Aplicaciones especificas IEC 61850 [3]. 31

3.1. Tipos de mensajes y tiempos de retardo en Microrredes 35
3.2. Requerimientos de red para aplicaciones en Microrredes 35
3.3. Descripción de LN IEC 61850-7-420 [36]. 37

4.1. Parametrización Recip Engine 50
4.2. Parametrización Fuell Cell 50
4.3. Parametrización Photovoltaics System 51
4.4. Tiempos para transmisión de mensaje GOOSE según IEC 61850 [37]. 61

Resumen

El presente trabajo propone un análisis del sistema de comunicación en microrredes con Distributed Generation (DG) el cual está estrechamente ligado a su estructura y sistema de control debido a la variabilidad de operación. En esta inestigación se emplea la normativa International Electrotechnical Commis- sion (IEC) 61850-7-420 la misma que se enfoca en la creación de Logical Nodes (LN)s, que tienen como finalidad gestionar de manera más eficiente los Distri-buted Energy Resources (DER), y que son necesarios para poder representar a los Intelligent Electronic Device (IED)s dentro del sistema de energía.

La idea propuesta se encamina hacia el intercambio de información entre dispositivos. Este proceso se lo realiza a través de mensajes Generic Object Orien- ted Substation Event (GOOSE) y Sampled Value (SV) para llegar a una correctainterpretación de dichas señales y su correlación. Se describe además los prin- cipales nodos y sus funciones en el desarrollo del proceso de generación parauna microrred.

Para la elaboración y análisis del esquema propuesto se ha utilizado un software especializado en la norma IEC 61850, como Helinks System Tool Set (STS), que permite diseñar el diagrama unifilar y los diferentes LN tanto para el con-trol como para la protección de la microrred en cuestión. A su vez, este progra- ma proporciona archivos Substation Configuration Language (SCL) con todoslos datos de estructura, configuración y comunicación del sistema.

Abstract

The present work proposes an analysis of the communication system in microgrids with DG which is closely linked to its structure and control system due to the variability of operation. In this investigation the standard IEC 61850-7-420 is used, which focuses on the creation of LN that are intended to more effi- ciently manage the DER and that are necessary to be able to represent the IEDswithin the energy system.

The proposed idea is directed towards the exchange of information between devices through GOOSE messages and SV to arrive at a correct interpretation of said signals and their correlation. The main nodes and their functions in the development of the generation process for a microgrid are also described.

For the elaboration and analysis of the proposed scheme, specialized software has been used in the IEC 61850 standard, such as Helinks STS, which allows to capture the one-line diagram and the different LNs for both control and protection of the microgrid in question. In turn, this program provides the SCL fileswith all the data from the system, both structure and configuration information.

For the elaboration and analysis of the proposed scheme, specialized software has been used in the IEC 61850 standard, such as Helinks STS, which allows to desing the one-line diagram and the different LNs for both control and protection of the microgrid in question. In turn, this program provides SCL files with all the data from of structure, configuration and communication information from the system.

Capítulo 1

Introducción

Este capítulo describe los antecedentes, justificación y objetivos que generaron el interés por realizar la modelación de la infraestructura de comunicación para microrredes con DG basada en la norma IEC 61850-7-420.

Inicialmente se da un preámbulo referente a la DG y las microrredes destacando la importancia del sistema comunicación ante la presencia de nuevas fuentes de energía, así mismo se dan a conocer los objetivos planteados que se quieren cumplir en el desarrollo del presente trabajo y la organización delmanuscrito.

1.1. Antecedentes

El panorama actual de los sistemas eléctricos de potencia, conlleva a la evolución del esquema tradicional de generación de combustibles fósiles, haciauna nueva perspectiva basada en energías renovables. Tal es así, que con el paso del tiempo y debido al crecimiento del mercado eléctrico surge la llamada DG. Dicha generación es una de las alternativas tecnológicas que está creciendo de manera muy significativa debido a las múltiples ventajas económicas, sociales y ambientales que esta ofrece. Su característica principal es que se encuentra cerca del lugar del consumidor o punto de carga, mejorando así el desempeño operativo de los sistemas de distribución de energía, naciendo asílas denominadas microrredes. [1]

Una microrred consiste de pequeñas fuentes generadoras basadas en energías renovables como la solar, eólica, biomasa, hídrica, etc. que son consideradas como DER [2]. Su objetivo principal es satisfacer la demanda de energía haciendo hincapié en la confiabilidad y calidad del servicio. Puede operar en modo aislado o conectado a la red, para lo cual requiere de un sistema de comunicación entre sus IEDs.

En la actualidad, la automatización está desempeñando un papel muy importante dentro de las redes eléctricas en especial dentro del sistema de comunicación. Se han desarrollado varios protocolos de comunicación utilizados enla industria, entre los cuales se pueden detallar los siguientes [3]:

- Distributed Network Protocol version 3, DNP3 utilizado para conectar IEDs y estaciones de control.
- El estándar IEC 60870-5-101 destinado a tareas de telecontrol.
- El estándar IEC 60870-5-104 versión mejorada del 5-101, el cual utiliza la interfaz de red Transmission Control Protocol, TCP/Internet Protocol, IP para conectarse a la Local Area Network, LAN.

Los equipos electrónicos requieren a más de un protocolo, un método estandarizado capaz de establecer comunicación entre ellos indistintamente de su fabricante, lo que conlleva al desarrollo y conocimiento de la norma IEC 61850. Actualmente esta norma es aplicada para el entorno de la automatización de subestaciones y con ella se cubrió los problemas de integración e inter-operabilidad entre IEDs. Se establecieron los parámetros necesarios para unacomunicación mucho más rápida y eficaz existiendo una mejor distribución de información. Se enfoca además a la integración de DG en su extensión IEC 61850-7- 420, en la que se puede incluir fuentes de energía renovables, así como sistemas de almacenamiento. Se establece un modelo de datos orientado a objetos y servicios que se utilizará en los nuevos dispositivos y componentesque integran el sistema de generación. [4]

1.2. Planteamiento del Problema

Los sistemas de distribución convencionales han sido diseñados para entregar energía a los diferentes usuarios. Sin embargo, la incorporación de DG cambia la perspectiva de funcionamiento debido especialmente a la nueva re- distribución de flujos de potencia donde una gran cantidad de información correspondientes a voltajes, corrientes, potencias, estado de elementos entre otros, se deben manejar y coordinar adecuadamente.

Esta nueva información proveniente de los DER se debe gestionar en conjunto con todo el sistema dedistribución para una adecuada interconexión y estabilización del sistema eléctrico.

El reto de esta tecnología es la variabilidad de la fuente de energía y la conexión directa con el sistema de distribución. Por lo tanto, al igual que en una red convencional, la microrred requiere de gestión y comunicación.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Modelar la Infraestructura de Comunicación para una Microrred con Generación Distribuida basada en la norma IEC 61850-7-420.

1.3.2. Objetivos específicos

- Analizar el estado actual de la implementación de la Generación Distribuida con microrredes y la importancia de la automatización e interoperabilidad entre IEDs.
- Determinar factores y características del estándar internacional IEC 61850 con su extensión 7-420 propuesto para Generación Distribuida.
- Modelar una microrred para la implementación de su estructura de comunicación para aplicación del estándar IEC 61850-7-420.
- Analizar y validar resultados de la aplicación del estándar IEC 61850-7-420 en el sistema de comunicación entre IEDs de la microrred.

1.4. Justificación

Un sistema energético basado en DG requiere el desarrollo de nuevos mecanismos de gestión para monitoreo, control y protección de las microrredes.

Por tal motivo, establecer un método de comunicación entre dispositivos es muy importante. Este enlace permite una operación coordinada mucho más fiable y segura. Además, se reducirían los tiempos de implementación, costos de instalación y mantenimiento del sistema de energía.

Con el presente trabajo se quiere dar a conocer la aplicabilidad e importancia del estándar IEC 61850-7-420 a la DG y cómo tratar el modelo de información para la comunicación de IEDs. Su integración dentro del sistema de monitoreo y control para microrredes, considera varios protocolos de comunicación, modelos de datos, requisitos eléctricos y medioambientales, correspondientes al modelo de información para el intercambio entre DER e IEDs [5].

Por lo tanto, el sistema de comunicación en la microrred posibilita mejorar su capacidad de control, supervisión y transmisión. Siendo así parte fundamental en la operatividad de microrredes.

1.5. Organización del manuscrito

La organización del presente trabajo se describe a continuación:

El Capítulo 1. Relata una breve descripción de los antecedentes de la tecnología de los DER y como poder integrarla al sistema eléctrico, conjuntamente se analiza la problemática que ésta incluye en cuanto al sistema de comunicación. Se plantea además los objetivos de este trabajo y la motivación para sudesarrollo. Finalmente, la estructura del documento.

En el Capítulo 2. Se da a conocer toda la investigación teórica sobre la DG, sus beneficios y tecnología implementada para la generación de energía eléctrica, lo que conlleva al estudio de las microrredes que incorporan ésta técnicay sus diferentes tipos de topología. Con esta referencia avanzamos al análisisde la Norma IEC 61850 y su evolución para la incorporación de IEDs basadosen DER con su extensión IEC 61850-7-420.

El sistema de comunicación de la microrred será estudiado en el Capítulo 3, en el cual se detalla los parámetros y requerimientos necesarios basados en la norma IEC 61850-7-420. Se desarrolla el diagrama unifilar de la microrred y

el modelado de los LN correspondientes; además se generan los archivos SCL con toda la información de la estructura del sistema.

En el Capítulo 4 se describe los resultados obtenidos de este proyecto en base a la aplicación de la Norma IEC 61850-7-420.

Finalmente, en el Capítulo 5 se exponen conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco Teórico Referencial

2.1. Evolución Redes Eléctricas

Los nuevos estándares y Tecnologías de la Información y la Comunicación, (TICs) han exigido a las redes eléctricas convencionales a adaptarse a dichos parámetros para satisfacer las necesidades de la era digital. Consecuente de aquello se ha evolucionado hacia las redes eléctricas inteligentes o Smart Grids (SG). Su principal función es mejorar la eficiencia del sistema de energía y ofrecer un servicio eléctrico mucho más fiable y sostenible [6] [7].

2.1.1. Estructura General Smart Grids

En la Figura 2.1 podemos observar que las Smart Grids dentro de su estructura general están compuestas por 4 subsistemas, así como las redes convencionales: generación, transmisión, distribución y consumo. Cada uno de ellos tiene sus propios desafíos tecnológicos donde, además, intervienen otros dominios de gran interés, que son útiles para comprender el concepto de red inteligente [8]. Por lo tanto, con las Smart Grids se trata de analizar e incorporar el esquema bidireccional para constituir una red eléctrica moderna y segura a través de una estructura mucho más compleja [9] [10]. Los enlaces de comunicación no representan exclusivamente un enlace físico entre los distintos dominios, sino más bien, determinan un vínculo lógico de información entre ellos.

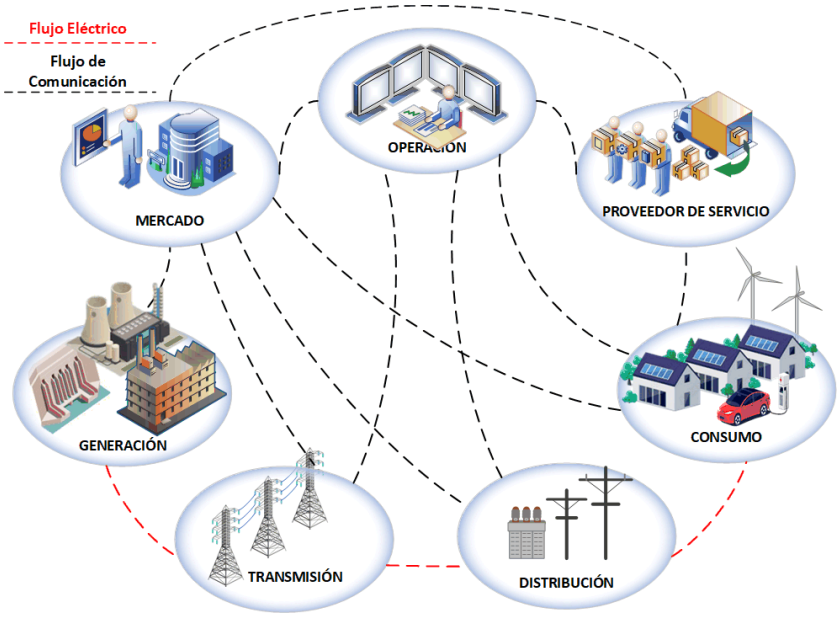

Figura 2.1: Estructura General Smart Grids [11].

En [12] también se describe el avance de las Smart Grids a través de un enfoque por generaciones donde se puede analizar las transiciones que han tenido las redes inteligentes y como poder diseñar un mejor proyecto de ingeniería energética. Dicha información se puede visualizar en la Figura 2.2.

- Primera generación: Smart Grids 1.0, proyectos de aplicación.
- Segunda generación: Smart Grids Avanzadas, arquitectura con integración de redes IP.
- Tercera generación: Smart Grids del Futuro, proyección hacia el comercio y romaing de energía.

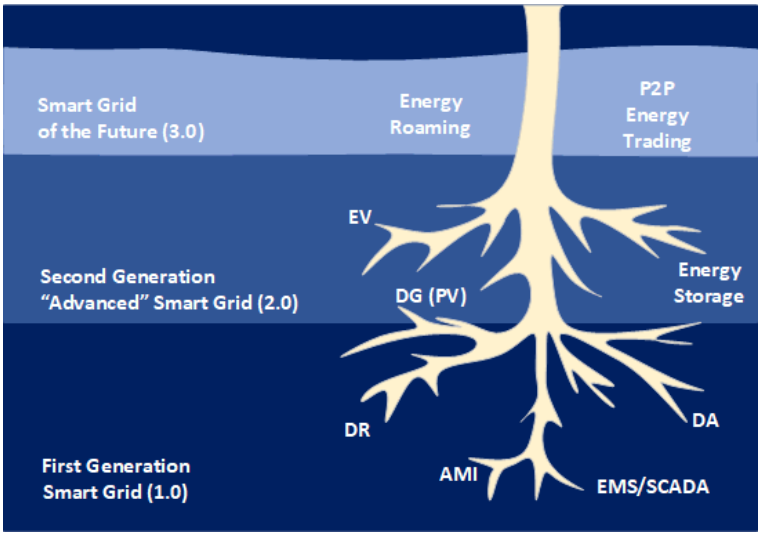

Figura 2.2: Raices de las Smart Grids [12].

Un punto importante que se destaca de esta perspectiva es la inserción de la automatización en las aplicaciones de monitoreo y gestión de energía en todos los proyectos de Smart Grids. Por tal motivo, este tipo de aplicaciones requieren de Advanced Metering Infrastructure (AMI) que permita la conexión entre dispositivos finales con monitoreo en tiempo real con capacidad de Demand Response (DR). Del mismo modo, se debe resaltar la presencia de la DG, los sistemas de almacenamiento y el Electric vehicle (EV) como parte de las redes inteligentes [13].

2.1.2. Red de Comunicación Smart Grids

Dentro del sistema general de las Smart Grids circula grandes cantidades de datos provenientes de los distintos dispositivos que conforman la red. Esta adquisición y procesado de información requiere de una estructura de comunicación robusta, donde todos sus elementos deben ser capaces de interactuar entre sí y consolidarse como un gran sistema [10]. La integración de la tecnología AMI hace esto posible, ya que permite la comunicación bidireccional entre la red de servicios públicos y el cliente. En este entorno el usuario se convierte en parte activa de la red con la finalidad de gestionar y optimizar los recursos energéticos de manera habitual y oportuna.

En [14] [15] [16] y [17] se presenta el rol de la red de comunicaciones de las Smart Grids y la importancia de su arquitectura dentro de cada área, es por ello que se divide en tres segmentos: Wide Area Network (WAN), Neighborhood Area Network (NAN) y Home Area Network (HAN).

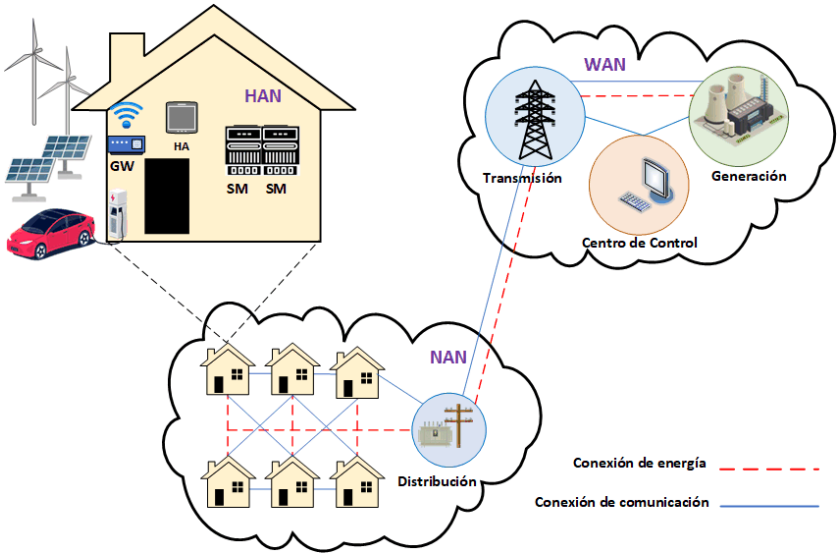

Figura 2.3: Comunicación en Smart Grids con tres tipos principales de redes [18].

- WAN: Compuesta por varias redes LAN, destinada al transporte de información entre amplias zonas geográficas que permite el intercambio de información entre el sistema de control, monitoreo e IEDs. Su alcance es de 100 kilómetros y pueden emplear las siguientes tecnologías: Ethernet, Microonda, WiMax, 3G - 4G/LTE y PON, con una tasa de bits de 10 Mpbs-1 Gbps.
- NAN: Dedicadas para transmitir datos de consumo y valoración del cliente hacia la subestación. Cubre distancias de 10 hasta 10 kilómetros y apli-can tecnología ZigBee, Wi-Fi, Ethernet y PLC con una tasa de bits de 100Kbps a 10 Mpbs.
- HAN: Su función es transferir la información de propiedad del cliente. Su cobertura es de máximo 100 metros y la tecnología aplicada es la misma que para redes NAN pero con menor tasa de bits de hasta 100 Kbps.

2.2. Generación Distribuida

La penetración de DG cada vez va creciendo debido a que está constituida por un variado conjunto de tecnologías que permite extraer energía derivada de fuentes renovables, que incluye además diversos métodos de almacenamiento. Todas estas técnicas son aplicadas para la generación de electricidad en sitio, es decir que se encuentra en lugares próximos al punto del consumidor o punto de carga y que surgen ante la necesidad de abastecer energía eléctrica de calidad. La DG comprende instalaciones mucho más pequeñas a las tradicionales centrales, considerada una generación a pequeña escala, pero que contribuye de manera muy significativa al desarrollo sostenible y evolución del sistema eléctrico.

2.2.1. Concepto de Generación Distribuida

Si bien es cierto no hay una definición estandarizada o exacta, algunos autores la definen en función a algunos criterios tales como: la potencia, lugar donde se conecta, tecnología empleada, modo de operación, propósito, entreotros, de los cuales se detallan a continuación:

El Institute of Electrical and Electronics Engineers, (IEEE) en [19] define a la DG como *"la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos."*

Otro organismo como la Agencia Internacional de la Energía, (IEA) [20], la considera como *"la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energíadirectamente a la red."*

En [20] y [21] el Distribution Power Coalition of America, (DPCA), la define como *"cualquier tecnología de generación a pequeña escala que suministra electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transmisión odistribución."*

En base a estas definiciones se puede considerar a esta tecnología como el

cambio del paradigma tradicional de generación del sector eléctrico. Pero de igual forma trae consigo importantes problemas de carácter técnico que deben ser analizados para su incorporación al sistema de distribución.

2.2.2. Beneficios de la Generación Distribuida

Frente a los problemas de generación tradicional, la DG presenta algunas ventajas y características propias que actúan como un complemento a favor del sistema eléctrico, entre ellas se puede destacar las siguientes [22]:

- Reduce pérdidas de energía ocasionadas al transporte.
- Ofrece mayor eficiencia y confiabilidad.
- Optimiza el consumo de recursos naturales.
- Favorece al medio ambiente y disminuye su contaminación.
- Reduce las grandes estructuras de las plantas generadoras.
- Constituye generación de respaldo

2.2.3. Tecnologías de la Generación Distribuida

Panel Fotovoltaico

Las placas o módulos fotovoltaicos Photovoltaic Module, (PV) conocidas también como paneles solares aprovechan la energía proveniente del sol y dependen del nivel de radiación disponible para la conversión de energía eléctrica. Dicha radiación incide sobre el conjunto de células o celdas solares, a través, del material semiconductor cristalino del que están compuestos. Su función es transformar la energía proveniente de la radiación solar a corriente directa o continua. Para la obtención de corriente alterna esta tensión obtenida debe pasar por un inversor de corriente y regulador de carga.

Como se puede observar en la Figura 2.4, toda su estructura exterior es protegida mediante un marco de aluminio o acero inoxidable que permite estar sometido a la intemperie. Según el nivel de tensión o corriente que se necesita, estos módulos pueden ser conectados en serie o paralelo, convirtiéndose en una de las tecnologías más aprovechadas para uso particular.

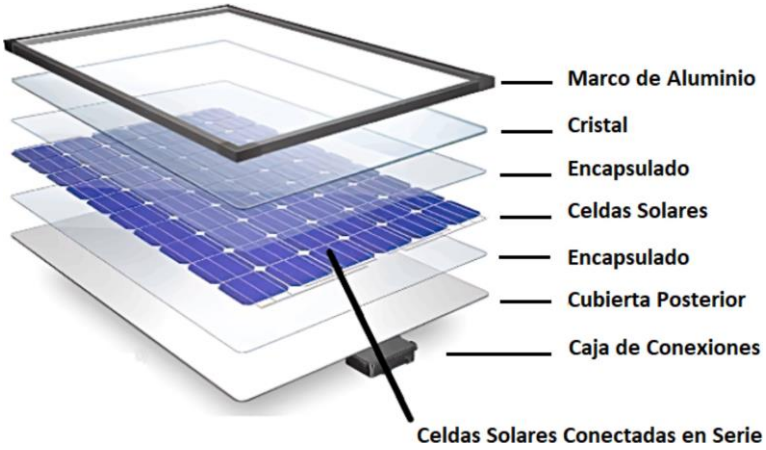

Figura 2.4: Composición de un panel fotovoltaico [23].

A continuación, en la Figura 2.5 se detalla un punto importante para el aprovechamiento de la energía solar, como lo es el grado de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos. Éste ángulo está determinado por la intensidad de radiación del sitio donde va ser instalado o época del año.

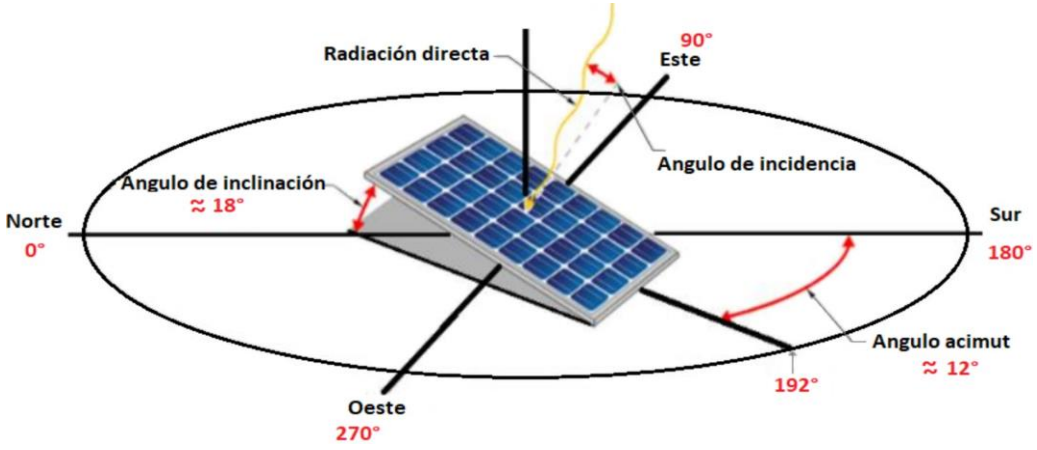

Figura 2.5: Posición y orientación esquemática de un panel solar [24]

Generador Eólico

Los aerogeneradores o generadores eólicos aprovechan la energía proveniente del viento producida por las corrientes de aire. Tienen la capacidad de mover una turbina para la transformación de energía. El tamaño de las aspas puede ser variable en función de su capacidad, a mayor longitud de las aspas se obtendrá mayor potencia por lo tanto mayor energía. La velocidad aprovechable del viento debe comprender como mínima de 3 m/s a una máxima de 25 m/s, considerando para un rendimiento óptimo velocidades de 13 a 14 m/s.

Los principales tipos de aerogeneradores son los de eje horizontal y los de eje vertical, Figura 2.6. Estos últimos con menos desarrollo tecnológico ya que su uso es muy escaso. Pueden ser instalados tanto en tierra firme como en el suelo marino, pero siempre en zonas donde existe mucho flujo de aire durante casi todo el año, a estas instalaciones se las denomina Parques Eólicos.

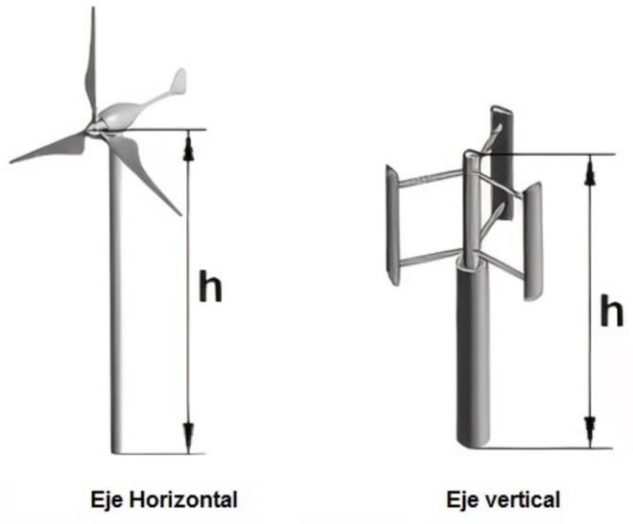

Figura 2.6: Tipos de Aerogeneradores. Fuente propia

En cuanto a la microgeneración de energía eólica, ésta es utilizada en comunidades remotas y de difícil acceso, o por hogares que tratan de eliminar la dependencia de la red eléctrica, bien sea por razones económicas o por aportar de alguna forma a la reducción del impacto medioambiental. Este sistema consiste en pequeños aerogeneradores con una potencia de hasta 50 KW.

Microturbina Hidráulica

Es la tecnología de mayor rendimiento en DG. Brinda grandes aportes medio ambientales al aprovechar el recurso hídrico para la generación de electricidad. Depende mucho del caudal y salto del agua provenientes de los ríos o embalses. Se pueden clasificar según la capacidad de potencia: las microcentrales entre 1 KW hasta 100 KW y las minicentrales con una potencia mayor a100 KW y menor a 1 MW. En función de la atura o salto del agua y el caudal quese tenga, se empleará un tipo de turbina u otro, como se puede observar en laFigura 2.7.

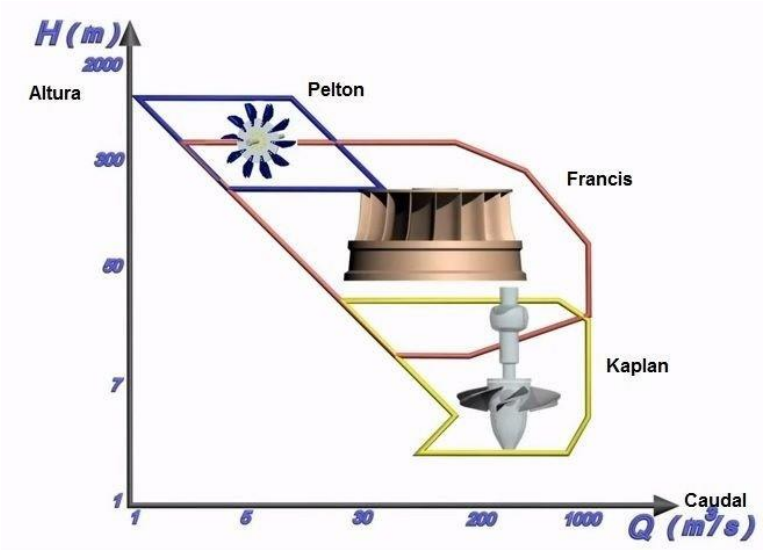

Figura 2.7: Rango salto-caudal para cada tipo de turbina [25].

Una gran ventaja de esta tecnología es que no existe intermitencia en la producción de electricidad gracias al flujo continuo de agua. Es muy aprovechada para autoconsumo en zonas aisladas y no requiere de grandes instalaciones porlo que es amigable con el medio ambiente.

Microturbina a gas

La microturbina a gas tiene su origen a partir de la turbomáquina de combustión interna, que emplea como combustible el gas natural, gas licuado de petróleo, diésel o biogás. Esta tecnología brinda su aporte a la generación de

potencia en pequeña escala con capacidades desde 30 hasta 200 KW y son fácilmente combinables. Tiene una eficiencia muy alta, pero así mismo las temperaturas de combustión no garantizan los niveles de emisiones. Su desventajaes el elevado costo en comparación con los motores a gas.

Métodos de Almacenamiento de Energía

El despacho eficiente de energía requiere de un esquema de almacenamiento que permita maximizar el uso de los recursos atendiendo la demanda de forma segura y confiable. Dependiendo de las características del sistema eléctrico se debe seleccionar los parámetros de almacenamiento en función de la capacidad de compensación que tal o cual sistema pueda ofrecer.

En la actualidad existen diversas tecnologías de almacenamiento de energía como las baterías, imanes superconductores, condensadores, etc., que son empleadas en periodos de exceso o carencia energética. Su objetivo principal es mantener la calidad del sistema eléctrico y continuidad del servicio. Además, reducen la necesidad de instalar nuevas plantas generadoras y contribuyen económicamente al suministrar energía en las horas pico actuando como un descongestionante en la red [26].

2.3. Microrredes

Las Microrredes consisten en la integración de unidades de energía renovables basadas en DG, dispositivos de almacenamiento y cargas. Su modo de operación puede ser conectado a la red principal o en modo isla [27]. Su funcionamiento se gestiona a través de un sistema de comunicación de modo que exista una correcta coordinación entre todos sus elementos.

2.3.1. Componentes de una Microrred

Su estructura general como ya se ha mencionado la conforman las fuentes de DG (solar, eólica, hidráulica, etc.), intentando aprovechar el recurso local disponible más cercano al usuario final. Otro elemento importante, son los sistemas de almacenamiento o acumuladores de energía que permiten que la microrred opere de manera autónoma y entregue energía en momentos críticos de generación o actuando como respaldo ante colapsos.

El sistema de control también es parte fundamental para gestionar y supervisar los flujos de energía y poder monitorear el estado de la microrred y gobernar todas las acciones que se ejecuten dentro de ella. Por último y no menos importante tenemos a las cargas, las cuales pueden variar en función de la capacidad y/o propósito de la microrred. Ver Figura 2.8.

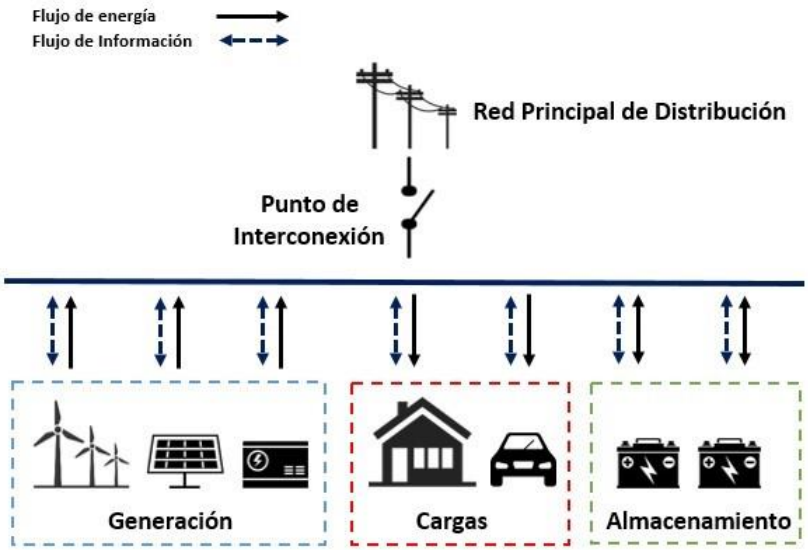

Figura 2.8: Esquema básico de una Microrred. Fuente propia.

2.3.2. Tipos de Microrredes

La clasificación se la realiza referente a perfiles de carga, tecnología de DG empleada o nivel de potencia demandada, dando como resultados distintas configuraciones o topologías de microrredes [28].

Microrredes de Corriente Alterna (AC)

Se pueden conectar fuentes de DG, sistemas de almacenamiento de energía y cargas, a través de un bus común de AC. Son usadas para mayor abastecimiento, pero puede presentar deficiencia energética debido al convertidor(DC)/AC

Microrredes de Corriente Directa DC

Emplean un convertidor de AC/DC para conectarse al bus de DC. Son utilizadas para sistemas pequeños o pocos usuarios y su eficiencia es mucho másgrande, al reducirse las pérdidas de conversión de energía.

Microrredes Híbridas de Corriente Alterna-Directa

Es una composición de microrredes de AC y DC integrando los beneficios de cada una en un solo segmento de red. Este tipo de configuración es más robusta y satisface necesidades como pérdidas de energía.

La Tabla 2.1 resume las ventajas y desventajas de cada tipo de microrred antes descrita.

Tabla 2.1: Resumen de ventajas y desventajas según el tipo de Microrred.

Tipo	Ventajas	Desventajas
AC	Mayor abastecimiento Tecnología más madura Bajo costo de elementos Control de frecuencia y voltaje	Mayores pérdidas Difícil integración de DER Más etapas de conversión Requiere sincronización
DC	Sistema más eficiente Bajos costos de transmisión Distribución confiable de energía Fácil integración de DER	Menor capacidad de usuarios Protección más compleja Nuevos estándares de DC Aumento de perdidas
Híbrida	Sistema más flexible y adaptable Suministro eficiente de energía mejor rendimiento	Dificultad de gestión y control Desacople de generación Alto coste de instalación

2.4. Norma IEC 61850

2.4.1. Introducción

El desarrollo de tecnología dentro de la industria y en especial de subestaciones eléctricas, nos adentra al conocimiento de la norma IEC 61850. Su crecimiento y su uso han permitido que sea considerada como el eje principal en procesos de automatización.

Su origen se debe ante la necesidad de lograr la interoperabilidad entre fabricantes y no limitarse a una determinada marca dedispositivos. Si bien es cierto, en estos procesos se maneja cantidades grandes de información, su respuesta debe ser rápida y efectiva en la realización de maniobras y así poder garantizar una buena prestación del servicio.

En el campo de la subestación se establece subniveles lógicos de funciones que garantizan un mejor manejo de datos haciendo mucho más simple y manejable su estructura [29].

- Funciones nivel de procesos, para adquisición de datos y comandos.
- Funciones nivel de bahía, destinadas para tareas de control, protección y monitoreo.
- Funciones nivel de estación, destinadas para comunicación remota e interfaz gráfica.

Tomando en consideración estos aspectos la norma IEC 61850 incorpora los requerimientos y protocolos de comunicación necesarios en varias áreas de la industria, con el fin, de lograr la integración total de la subestación. Así, todos los equipos y sistemas puedan usar un solo conjunto de protocolos de comunicación estandarizados. El desarrollo de esta norma cesó el problema de enfocarse en un solo fabricante al momento de un diseño de automatización. Desde hace décadas, varias compañías han diseñado un sin número de protocolos para distintos propósitos. Pero lo que la IEC 61850 logró, fue alcanzar la comunicación entre varios dispositivos basado en un estándar abierto y único.

2.4.2. Conceptualización y Estructura de la Norma IEC 61850

En [3], la IEC 61850 se define como la norma base para redes de comunicaciones aplicable en los Sistemas de Automatización de Subestaciones Substation Automation Systems, (SAS) o redes eléctricas, la cual permite adquirir e intercambiar datos en base a un modelo y funciones establecidas para cada propósito. A continuación, la figura 2.9 detalla las 10 partes por las cuales estáconstituida esta norma:

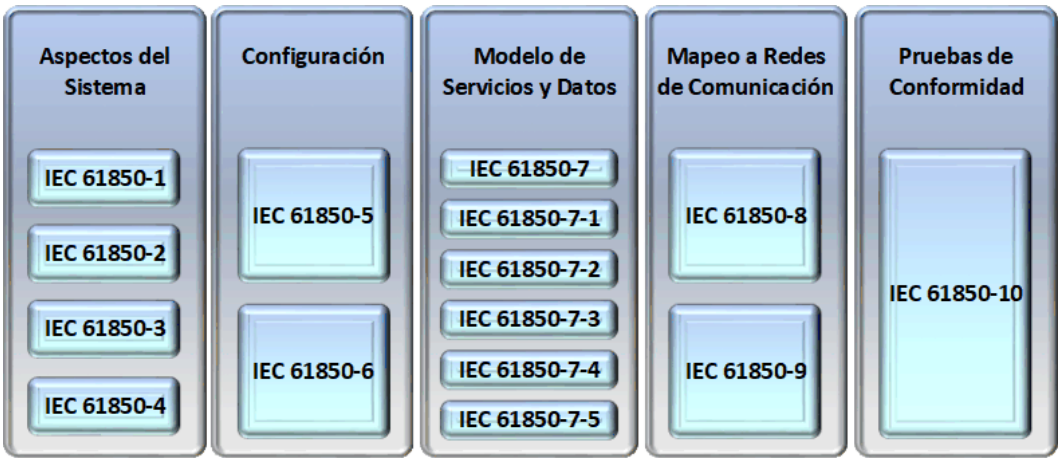

Figura 2.9: Estructura de la Norma IEC 61850. Fuente propia

IEC 61850-1: Introducción y descripción general.
Se describe una visión general técnica del desarrollo del estándar internacional aplicado a una subestación automatizada. En él queda definido el protocolo de comunicación entre IEDs analizándose todos los recursos del sistema.

IEC 61850-2: Glosario.
Se precisa todos los términos y definiciones utilizadas dentro del contexto de SAS.

IEC 61850-3: Requerimientos generales.
Pone a conocimiento los requisitos generales de la red de comunicación como son la fiabilidad, mantenimiento, disponibilidad, protección y totalidad de los datos trasmitidos. También plantea los requisitos ambientales y servicios auxiliares e importancia en la aplicación de la norma.

IEC 61850-4: Gestión de proyectos y sistemas.
Puntualiza los aspectos relacionados a la administración de proyectos, proceso de ingeniería, vida útil del sistema y disponibilidad de los elementos en el proceso de automatización. Incluye además consideraciones a tener en cuenta para elaborar la respectiva documentación de todo el sistema: planos, diagramas, configuraciones, parámetros técnicos, etc.

IEC 61850-5: Requerimientos de comunicación para funciones y modelado de equipos.
Hace referencia a la interpretación del modelado de datos de los LN aplicados en los IEDs y la organización de todas las funciones en el intercambio de información. Este modelamiento define la sintaxis y semántica abstracta aplicada, lo que se conoce como Pieza de Información para Comunicación Piece of Information for Communication (PICOM).

IEC 61850-6: Configuración del lenguaje descriptivo.
Especifica el lenguaje de configuración de subestaciones SCL basado en lenguaje extensible de marcación Extensible Markup Language (XML). Se describe la configuración de los IEDs y el sistema de comunicación dentro del SAS y se realizan las distintas asignaciones de LN al sistema primario.

Existen varios tipos de extensión de archivo SCL que se diferencian entre sí en cuanto a su propósito, los cuales se detalla a continuación [30]:

1. IED Capability Description (ICD): describe la capacidad funcional del IED.
2. Configured IED Description (SSD): detalla las especificaciones del diagrama unifilar y los LN requeridos.
3. System Configuration Description (SCD): contiene todos los IEDs configurados e incluye la configuración de comunicación.
4. Configured IED Description (CID): aborda la configuración de comunicación de un IED específico.
5. IED Capability Description (IID): puntualiza a un único IED para un proyecto específico.
6. Description Exchange of System (SED): contiene los datos para intercambio entre dos proyectos.

IEC 61850-7: Estructura básica de comunicaciones – Principios y modelos.
En este apartado se refiere a los procedimientos de modelado, criterios de comunicación y modelos de información. Además, expone la relación entre todos los postulados que constituyen este apartado IEC 61850-7 incluyendo la IEC61850- 8-x y la IEC 61850- 9-x para mapeo de redes.

Dentro del servicio de comunicación abstracta Abstract Communication Service Interface (ACSI) tenemos la comunicación entre cliente y servidor remoto. Esta interfaz abstracta se utiliza para la trasmisión de valores medidos.

En cuanto a la clase de datos comunes Common Data Class (CDC) hace referencia al tipo de clases y atributos que representan los datos de los LN, describiendo su nombre, tipo y propósito dentro del SAS.

Por último, se incluye la relación entre LN y objetos de datos para la comunicación entre IEDs, es decir, se especifica un modelo de información. Sedetallan las reglas para el nombramiento de los LN para evitar problemas deincompatibilidad.

IEC 61850-8: Servicio de comunicación de mapeo en la red.
En este apartado se refiere al método que permite establecer la comunicación a través del intercambio de información sobre redes ISO/IEC 8802-3 en tiempo crítico y no crítico. El mapeo de especificación de fabricación de mensajes Manufacturing Message Specification (MMS) es utilizado en comunicación cliente/servidor, operaciones de control y monitorización. Se establece el mapeo de acuerdo a los servicios y objetos especificados en la parte 7 de la norma.

IEC 61850-9: Servicios de comunicación de valores de muestreo.
Se establece especificaciones de mapeo de servicios de comunicación Specific Communication Service Mapping (SCSM) entre el nivel bahía y de proceso, de valores muestreados a través de un puerto serial unidireccional punto a punto.

IEC 61850-10: Pruebas de conformidad.
Indica cómo se comprobará la comunicación entre dispositivos en base a técnicas normalizadas, técnicas de medida y control que determinan los parámetroscorrectos de funcionamiento.

2.4.3. Descripción del modelo de información.

Dentro de esta sección que constituye la construcción de modelado de información de datos, donde se establece para cada función un modelo del dato estandarizado. Dicho dato contiene información (nombres, estructuras, etc.) específica sobre un equipo o elemento del sistema, y que está dentro de una jerarquización de objetos, tal como se ilustra en la Figura 2.10.

Figura 2.10: Jerarquía del modelo de información Norma IEC 61850. Fuente propia

Este proceso se describe de abajo hacia arriba, de la siguiente manera [31] [32]:

- Tipos de datos estándar: Booleano, entero y punto flotante.
- Atributos comunes: Son predefinidos atributos comunes ya que pueden ser usados por muchos objetos diferentes.
- Clases de Datos Comunes (CDC): Son agrupaciones predefinidas para determinar el tipo de o formato de los objetos de datos.
- Objetos de datos (Data Object, (DO)): Nombres predefinidos de objetos asociados con uno o más nodos lógicos.
- Nodo lógico (LN): Representación abstracta del conjunto de objetos de datos. Son todas las funciones que puede realizar un IED dentro del proceso de automatización.
- Dispositivo Lógico: Consta de uno o más dispositivos físicos, encargado de agrupar y organizar los LN, con funciones establecidas de un determinado equipo, instrumento o mecanismo.

- Dispositivo Físico: Es la representación de los IEDs que conforman el sistema eléctrico del sistema.

2.4.4. Aplicaciones directas de la IEC 61850.

En modo de resumen las partes fundamentales de la norma se centran en configuración, comunicación y modelo de datos, que aseguran una interoperabilidad, integridad y flexibilidad de todo el sistema. Podemos mencionar adicional a esto los estándares que están definidos para procesos o instalaciones específicos dentro de los sistemas eléctricos como se detalla en la Tabla 2.2:

Tabla 2.2: Aplicaciones específicas IEC 61850 [3].

Norma	Aplicación
IEC 61850-7-410	Comunicación, control y monitoreo en plantas hidroeléctricas.
IEC 61850-7-420	Estructura de comunicación básica para DERs a través de LN.
IEC 61850-7-500	Modelar funciones de un SAS a través de LN.
IEC 61850-7-510	Modelar funciones de una planta hidroeléctrica con LN.
IEC 61850-7-520	Modelar funciones de DERs mediante LN.

Dentro de estas aplicaciones la de mayor interés para el desarrollo de este trabajo es la IEC 61850-7-420 en la cual ya se considera la DG como parte del sistema eléctrico.

2.5. Norma IEC 61850-7-420

2.5.1. Introducción

A medida, que evoluciona la tecnología basada en DER el desafío para las redes eléctricas es mayor debido a la manera de cómo integrar esta tecnología dentro de su estructura. Es por ello, que se establecen directrices que definen el control y comunicación para estos nuevos dispositivos de generación. La base de este estándar es la definición de LN aplicados para los DERs en todos los subniveles del sistema. Permite hacer una representación del comportamiento del dispositivo real, a través del modelado jerárquico orientado a objetos.

Para lograr una comunicación con las plantas de generación DER se debe considerar no solo una comunicación local sino también con un centro de control encargado de gestionar todo el sistema. Esta normativa contiene los modelos de información IEC 61850 que se utilizarán en el intercambio de in- formación provenientes de los nuevos dispositivos de generación dispersa y dealmacenamiento.

2.5.2. Estructura IEC 61850-7-420

El punto más importante que aborda este estándar es la conceptualización de LN para sistemas de gestión exclusiva de los DER como generadores diésel, celdas solares, celdas de combustible y sistemas combinados de calor y energía, en el cual se describe la construcción del modelado de datos, la estructura de nombres y cómo interpretar dicha información de acuerdo a los grupos establecidos. La Figura 2.11 es la representación esquemática de los LN asociadosa cada dispositivo DER [32].

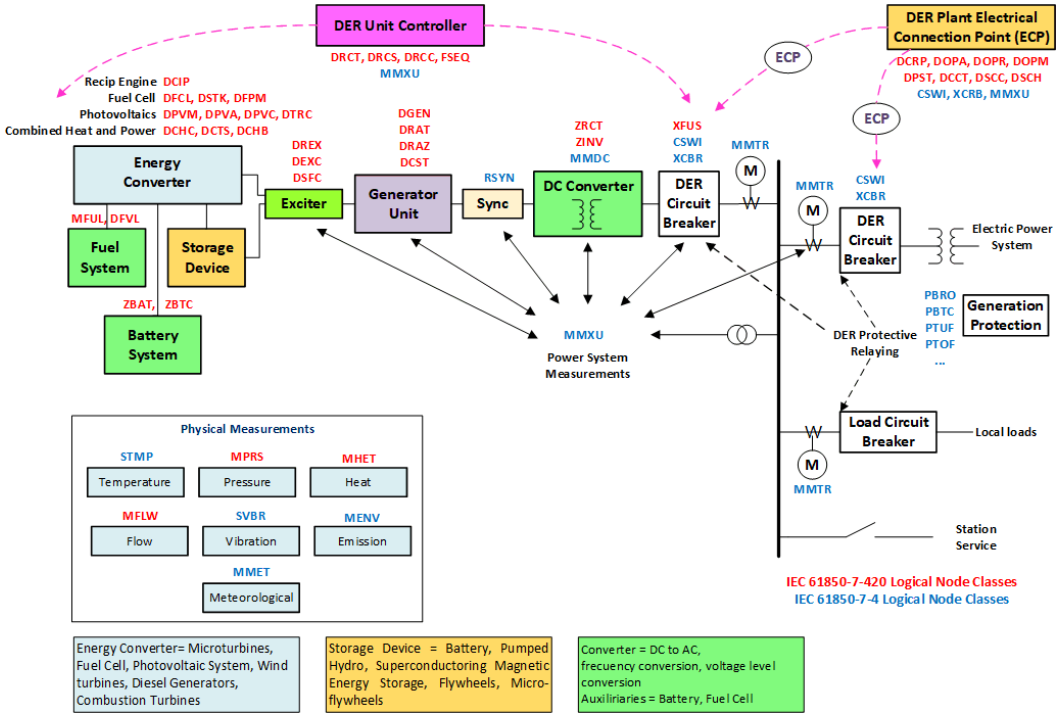

Figura 2.11: Nodos Lógicos DER según Norma IEC 61850-7-420 [32].

Tomando en consideración toda esta información y la evolución de la DG en los sistemas de energía eléctrica, la presente investigación se enfoca en la implementación para microrredes eléctricas. Existen trabajos relacionados en [33] y [34] que describen el análisis de integración de esta tecnología tanto para control y protección en base a la extensión IEC 61850-7-420, que forman parte del estado de arte.

Capítulo 3

Comunicación en Microrredes

3.1. Introducción

El panorama actual de las redes inteligentes conduce a analizar e investigar más a fondo sobre las nuevas propuestas de comunicación entorno a las microrredes, ya que deben ser adaptables a su estructura y condiciones de operación. Es por ello, que existe una estrecha relación con el sistema de control y protección para una óptima gestión de información de toda la red con estas nuevas tecnologías.

A partir de estas necesidades, los requisitos principales en el sistema de comunicación son la identificación de flujo de tráfico, latencia y retardos, que nos brinden la confiablidad necesaria y ofrezcan además una buena administración y gestión de los DER durante la puesta en marcha del sistema para evitarpérdidas de información.

3.2. Parámetros de comunicación

Como se ha mencionado en la sección 3.1, se debe tener en cuenta algunos factores en base al tipo de información o mensaje que se transmite dentro de la microrred. Por esta razón, el sistema de comunicación debe ser diseñado tomando en consideración los requerimientos de la red y todas las funciones que se ejecutan o se presentan dentro de la misma. Las Tablas 3.1 y 3.2 resumen

dichos requerimientos derivados de la norma IEC 61850 [35].

Tabla 3.1: Tipos de mensajes y tiempos de retardo en Microrredes.

Tipo de Mensaje	Retardo	Uso
1A: Disparos	≤ 3 ms	Protección
1B: Mensajes rápidos	< 20 ms	Protección
2: Mensajes medios	≤ 100 ms	Control
3: Mensajes lentos	≤ 500 ms	Supervisión
4: Captación	≤ 200 us	Proceso
5: Transferencia	≤ 1000 ms	Supervisión
6: Sincronización	Precisión	Control

Tabla 3.2: Requerimientos de red para aplicaciones en Microrredes.

Requerimiento	Ancho de banda	Latencia
Respuesta de la demanda	14-10 kbps	500 ms-varios minutos
Gestión de distribución	9.6-100 kbps	100 ms-2s
DER y almacenamiento	9.6-56 kbps	20 ms-15s

Conjuntamente con estos parámetros se definen los servicios de comunicación para la microrred, a través, de los mensajes GOOSE, que son mensajes unidireccionales, de tiempo crítico y multidifusión; los mensajes SV que son la transferencia de valores instantáneos como corrientes y voltajes; y los MMS para el intercambio de información o datos de operación entre cliente-servidor.

3.3. Diseño de la Microrred y modelado

El diseño propuesto para la microrred se esquematiza en la Figura 3.1, la misma que está compuesta por una fuente de alimentación principal, un generador diésel, un sistema fotovoltaico y una celda de combustible, cada uno de ellos con su respectivo sistema de almacenamiento de energía, y por últimouna carga local.

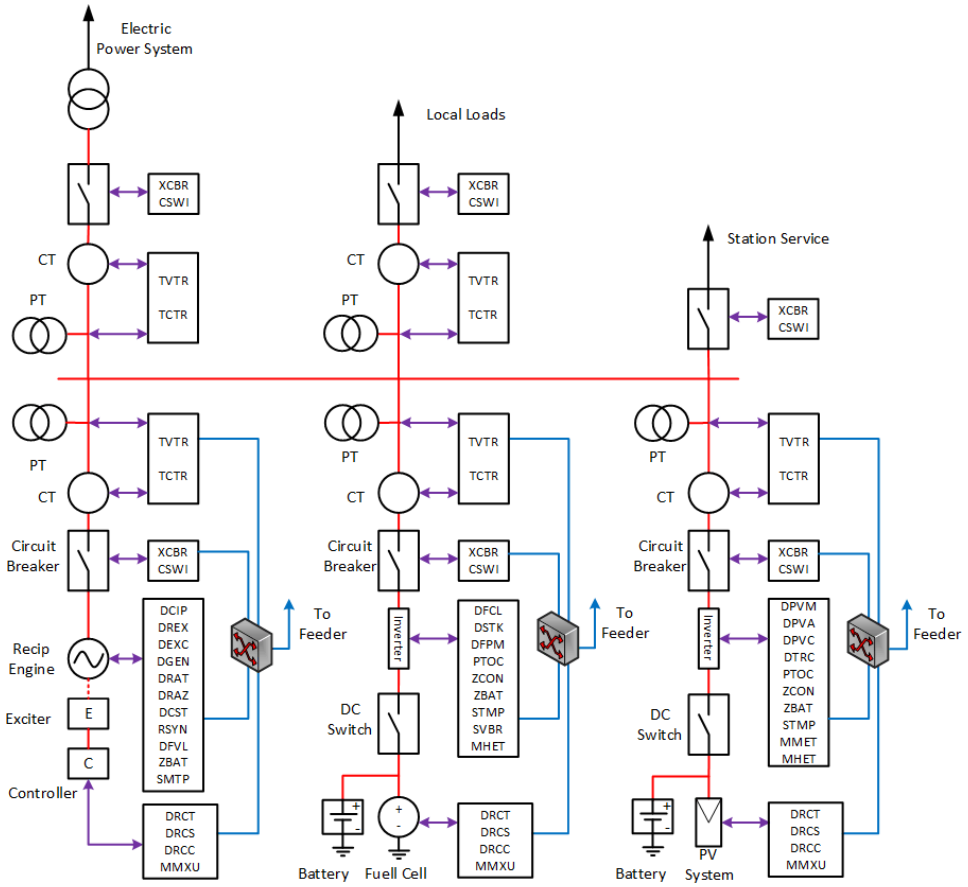

Figura 3.1: Esquema microrred de prueba. Fuente propia.

Todos los componentes que conforman la microrred han sido modelados como LN. Estos nodos están categorizados por grupos en base a sus funciones como se detalla en el Tabla 3.3.

Debemos recordar que la finalidad de estas funciones radica en la jerarquización de la arquitectura de comunicación a través de tres niveles: estación, bahía y proceso, permitiendo de esta manera un intercambio de información mucho más simple y adaptable.

Tabla 3.3: Descripción de LN IEC 61850-7-420 [36].

Control	Conexión eléctrica	Arranque-Generación	Inversor	Convertidor de Energía	Sistema Auxiliar
DRCT	DRCP	DGEN	ZRCT	DCIP	MFUL
DRCS	DOPA	DRAT	ZINV	DFCL	DFLV
DRCC	DOPR	DRAZ		DSTK	ZBAT
FSEQ	DOPM	DCST		DFPM	ZBTC
	DPST	DREX		DPVM	MPRS
	DCCT	DEXC		DPVA	MHET
	DSCC	DSFC		DPVC	
	DSCH			DTRC	
	XFUS			DCHC	
	CSWI			DCTS	
	XCBR			DCHB	

3.3.1. Software de implementación

El software para el desarrollo del proyecto de la microrred es Helinks STS versión V3.4.0.7 (TRIAL), el cual dispone de una completa librería de Ingeniería de SAS basada en IEC 61850. En la Figura 3.2 se muestra el menú principal del programa.

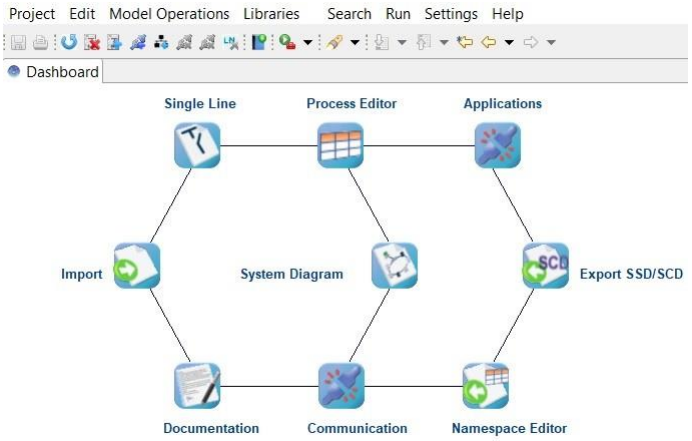

Figura 3.2: Menú principal de Helinks STS.

Dentro de las principales características que ofrece la aplicación tenemos las siguientes:

- Especificaciones del sistema según IEC 61850 (archivo SSD).
- Configuración del sistema según IEC 61850 (archivo SCD)
- STS importa y crea cualquier archivo SCL para proporcionar un proceso de ingeniería flexible. (ICD, IID, CID,SED, SSD, SCD).

3.3.2. Diagrama unifilar o de línea

En la Figura 3.3 se presenta el diagrama unifilar de la microrred que ha sido diseñado en el programa Helinks STS. A través, de esta aplicación se puede representar al sistema propuesto y obtener los LN más comunes a los distintos elementos ingresados, y que puede ser modificado en caso de requerirlo sin ningún inconveniente.

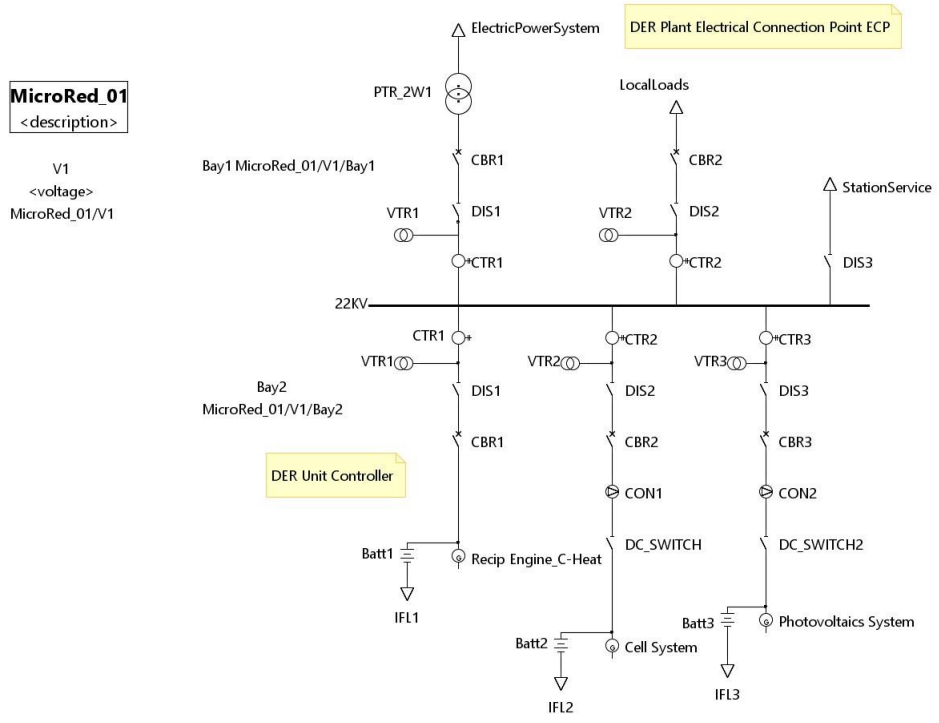

Figura 3.3: Esquema Unifilar microrred de prueba. Fuente propia.

Como se observa en la figura anterior, el diagrama unifilar implementado para la modelación se compone de dos bahías (Bay1, Bay2) y una barra de conexión eléctrica 22KV.

La bahía Bay1 abarca 3 circuitos:

1. **Electric Power System:** Está compuesto por elementos de medición como el Transformador de corriente (CTR)1 y Transformador de voltaje (VTR)1; interruptor de potencia DIS1, breaker de potencia CBR1 y un transformador reductor de voltaje PTR_2W1. Todos estos elementos están dentro del nivel de proceso o campo que se comunicarán con la red a través de reportes descritos como mensajes GOOSE o SV, información que llegará a los IEDs.
2. **Local Loads:** Está compuesto por los elementos de medición como VTR2 y CTR2; un interruptor de potencia DIS2 y un breaker CBR2; dichos elementos se encuentran también en el nivel de proceso.
3. **Station Service:** Este circuito está compuesto únicamente por un interruptor de potencia DIS3 ubicado también en el nivel de proceso.

La bahía Bay2 también se compone de 3 circuitos:

1. **Recip Engine_C-Heat:** Compuesto por elementos de medición CTR1 y VTR1, un interruptor de potencia DIS1, un elemento de protección o breaker CBR1; estos elementos corresponden al nivel de proceso mientras que los equipos Batt1 y Recip Engine se encuentran en el nivel de patio y su configuración es similar a la Combined Heat and Power por lo que se modela en un único circuito.
2. **Cell System:** Este circuito está compuesto por elementos de medición CTR2 y VTR2, un interruptor de potencia DIS2, un elemento de protección o breaker CBR2, un elemento convertidor de tensión de AC/DC CON1 y un interruptor de potencia DC_SWITCH; estos elementos corresponden al nivel de proceso mientras que los equipos Batt2 y Cell System se encuentran en elnivel de patio.
3. **Photovoltaics System:** Este circuito está compuesto por elementos de medición CTR3 y VTR3, un interruptor de potencia DIS3, un elemento de protección o breaker CBR3, un elemento convertidor de tensión de AC/DC CON2 y un interruptor de potencia DC_SWITCH2; estos elementos corresponden

al nivel de proceso mientras que los equipos Batt3 y Photovoltaics System se encuentran en el nivel de patio.

3.3.3. Definición de funciones

Dentro de la etapa de asignación de funciones, se puede crear o incorporar los LN necesarios para las distintas funciones adicionales que se requieran, acorde a las necesidades del proyecto y en base a la normativa aplicada con la orientación de objetos. En esta parte del proceso se ha definido e implementado nuevos LN en base a los DERs para cumplir con los objetivos de análisis, como lo es la incorporación de DG en el sistema de la microrred.

Haciendo click en el botón azul como se muestra en la siguiente figura, se ingresa a los nodos creados correspondientes a la Bahía 1 del unifilar.

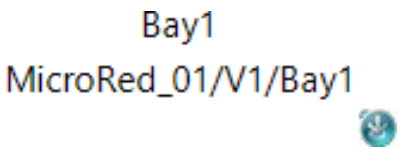

Figura 3.4: Acceso a los LN de la Bahía 1.

En la Figura 3.5, se visualiza los LN que corresponden a la bahía 1 creados y parametrizados para la modelación de la norma. Se observa la existencia de 2 dispositivos lógicos destinados a la protección (IED1_01, IED1_02) y un dispositivo lógico destinado a la medición (IED1_3), dichos dispositivos se ubicanen el Nivel 1 correspondiente a Bahía.

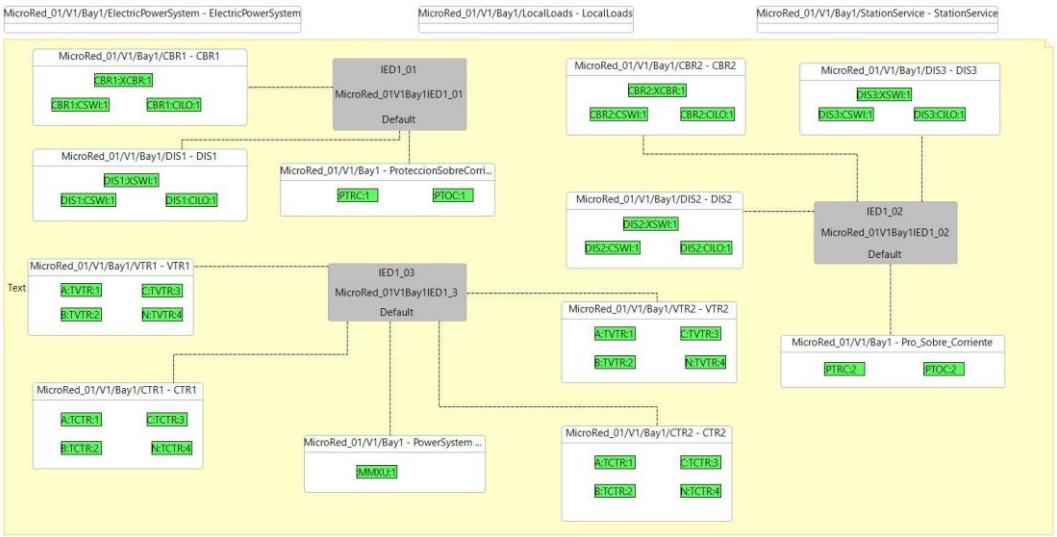

Figura 3.5: IEDs correspondientes a la bahía 1.

IED1_01: Dispositivo lógico que representa los elementos de potencia CBR1 y DIS1 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de protección de sobre corriente del circuito ElectricPowerSystem.

IED1_02: Dispositivo lógico que representa los elementos de potencia CBR2 y DIS2 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de protección de sobre corriente del circuito LocalLoads.

IED1_03: Dispositivo lógico que representa los elementos de medición VTR1, CTR1, VTR2, CTR2 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de medición de los circuitos ElectricPowerSystem y LocalLoads.

Así mismo, la Figura 3.6 muestra los dispositivos inteligentes creados y parametrizados para la modelación de la norma al cual convergen las siguientes funciones de medición de la bahía 2. Se puede observar la existencia de 3 dispositivos lógicos destinados a la medición (IED2_01, IED2_02, IED2_03) dichos dispositivos se ubican en el Nivel 1 correspondiente a Bahía.

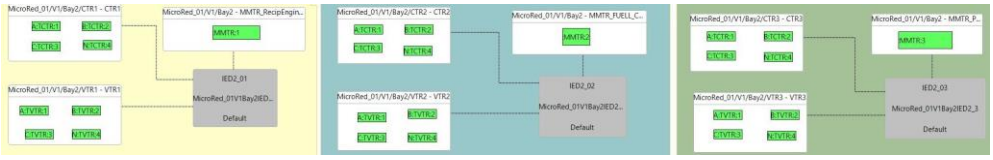

Figura 3.6: IEDs de bahía 2 correspondientes a la función de medición.

IED2_01: Dispositivo lógico que representa los elementos de medición VTR1 y CTR1 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de medición del circuito Recip Engine C-Heat.

IED2_02: Dispositivo lógico que representa los elementos de medición VTR2 y CTR2 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de medición del circuito Cell System.

IED2_03: Dispositivo lógico que representa los elementos de medición VTR3 y CTR3 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de medición del circuito Photovoltaics System.

La Figura 3.7 muestra los dispositivos inteligentes creados y parametrizados para la modelación de la norma al cual convergen las siguientes funciones de protección de la bahía 2.

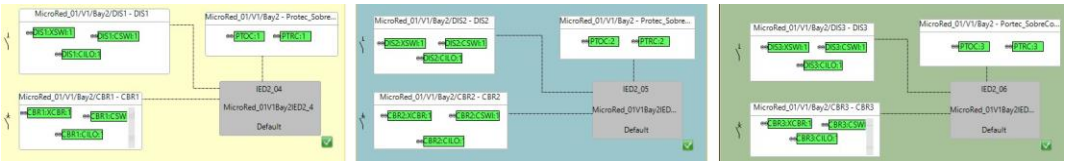

Figura 3.7: IEDs de bahía 2 correspondientes a la función de protección.

Se puede determinar de la figura anterior la existencia de 3 dispositivos lógicos destinados a la protección (IED2_04, IED2_05, IED2_06) dichos dispositivosse ubican en el Nivel 1 correspondiente a Bahía.

IED2_04: Dispositivo lógico que representa los elementos de potencia CBR1 y DIS1 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de protección de sobre corriente del circuito Recip Engine C-Heat.

IED2_05: Dispositivo lógico que representa los elementos de potencia CBR2 y DIS2 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de protección de sobre corriente del circuito Cell System.

IED2_06: Dispositivo lógico que representa los elementos de potencia CBR3 y DIS3 y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de protección de sobre corriente del circuito Photovoltaics System.

La Figura 3.8 muestra el dispositivo inteligente creado y parametrizado para la modelación de la norma al cual convergen varias funciones (Recip_Engine, Batt1, Mediciones Físicas) y la función de sincronización (RSYN) correspondiente al circuito de Recip Engine C-Heat:

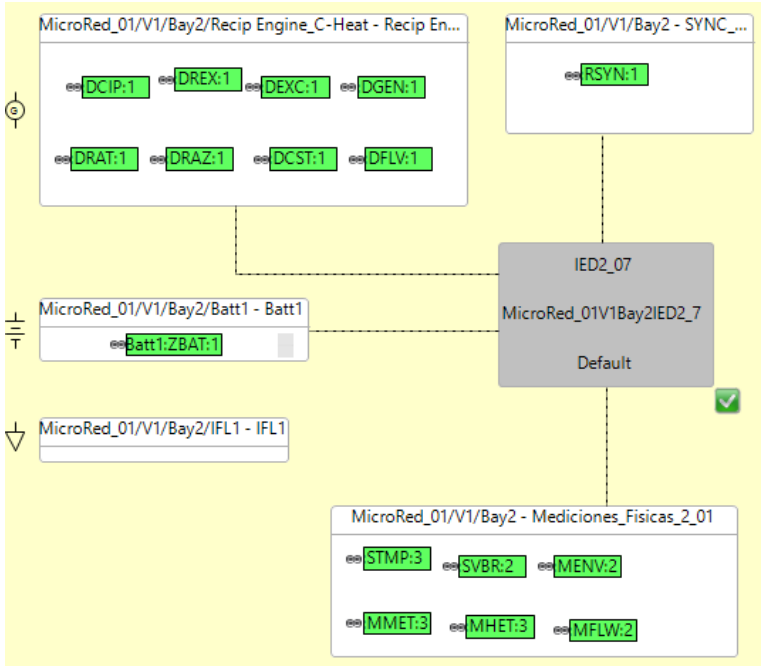

Figura 3.8: IEDs del circuito Recip Engine C-Heat

IED2_07: Dispositivo lógico que representa el equipamiento del circuito Recip Engine C-Heat (Generador) y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de sincronización del circuito Recip Engine C-Heat. Este dispositivo se encuentra en el nivel de bahía.

En la Figura 3.9 se observa el dispositivo inteligente creado y parametrizado para la modelación de la norma al cual convergen varias funciones (Convertidor, Dc_Switch, Batt2, Mediciones Físicas, Cell System) y la función de protección (DC_Switch) correspondiente al circuito de CellSystem:

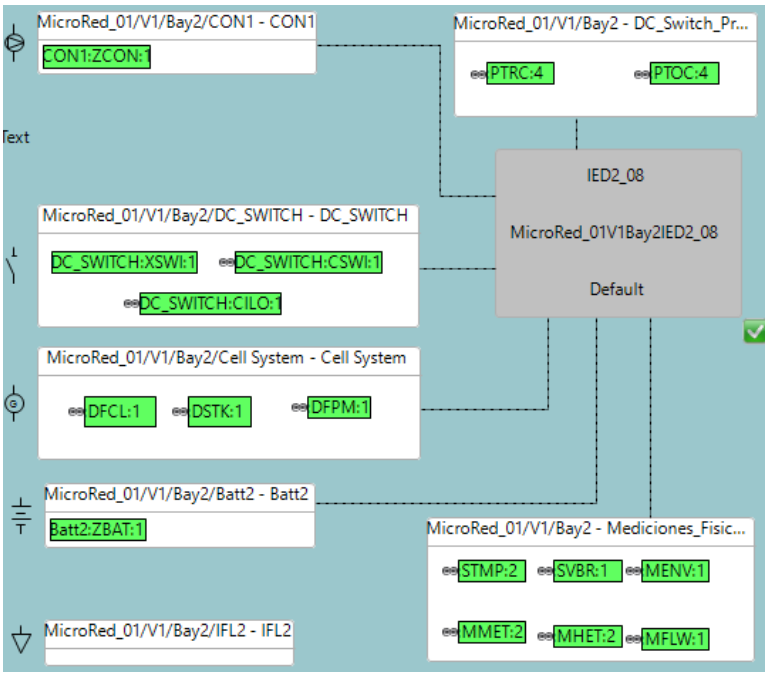

Figura 3.9: IEDs del circuito CellSystem.

IED2_08: Dispositivo lógico que representa el equipamiento del circuito Fuell Cell (Celda de Combustible) y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de protección del circuito Cell System. Este dispositivo también se encuentra en el nivel de bahía.

En la Figura 3.10 se observa el dispositivo inteligente creado y parametrizado para la modelación de la norma al cual convergen varias funciones (Photovoltaics System,Convertidor, Dc_Switch, Batt3, Mediciones Físicas) y la función de protección (DC_Switch) correspondiente al circuito de Photovoltaics System:

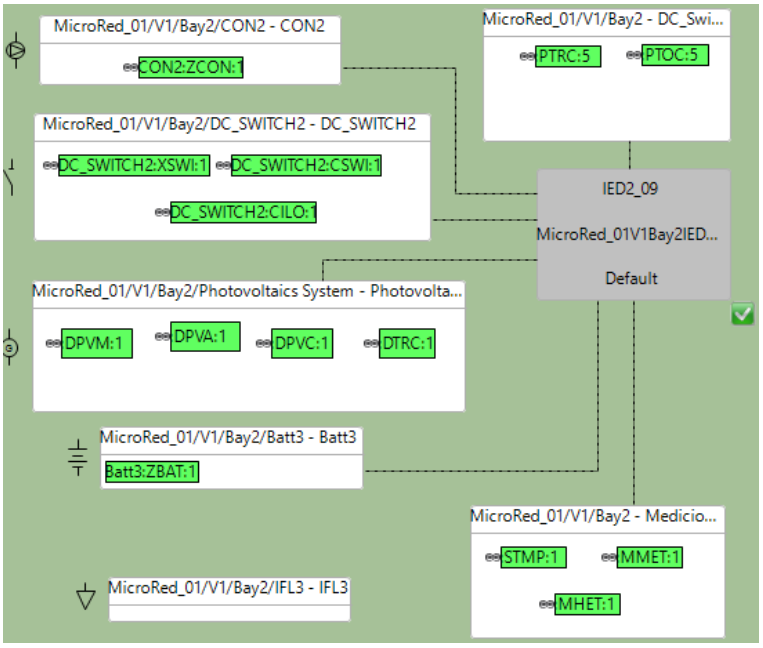

Figura 3.10: IEDs del circuito CellSystem.

IED2_09: Dispositivo lógico que representa el equipamiento del circuito Photovoltaics System y sus correspondientes funciones y LN para la comunicación de la función de protección. Este dispositivo también se encuentra en el nivel de bahía.

La Figura 3.11 muestra los dispositivos inteligentes creados y parametrizados para la modelación de la norma al cual convergen las siguientes funciones de control de bahía 2. Se puede determinar la existencia de 3 dispositivos lógicos destinados al control y se ubican en el Nivel 1 correspondiente a Bahía.

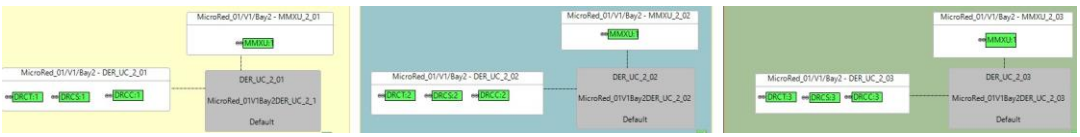

Figura 3.11: IEDs de bahía 2 correspondientes a la función de control

DER_UC_2_01: Dispositivo lógico que representa los elementos de la unidad de control (DER Unit Controller) y sus correspondientes funciones y LNpara la comunicación de la función de control del circuito Recip Engine C-Heat.

DER_UC_2_02: Dispositivo lógico que representa los elementos de la unidad de control (DER Unit Controller) y sus correspondientes funciones y LNpara la comunicación de la función de control del circuito Cell System.

DER_UC_2_03: Dispositivo lógico que representa los elementos de la unidad de control (DER Unit Controller) y sus correspondientes funciones y LNpara la comunicación de la función de control del circuito Photovoltaics System.

Finalmente, la Figura 3.12 muestra el IED para interfaz con el usuario Human Machine Interface (HMI) al cual convergen 2 funciones de control y monitoreo. Este IED se encuentra en el nivel de estación.

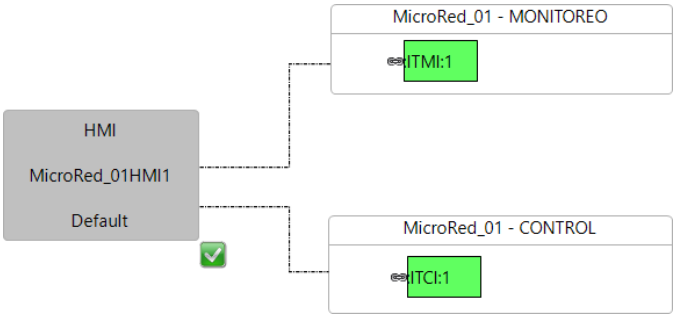

Figura 3.12: Dispositivo lógico de interfaz con el usuario.

3.3.4. Configuración de comunicación

Se esquematiza la red de comunicación de mejores características para el caso de estudio, con la finalidad de cubrir cualquier eventualidad de enlace. En base a esto se plantea una topología estrella extendida redundante, como se muestra en la Figura 3.13. Dentro de esta etapa se asignará los diferentes IEDs con sus respectivas direcciones IP y se determina que datos están contenidos en los LN y cuáles representan mayor importancia para ser transmitidos, así como también que servicio de comunicación involucra este proceso.

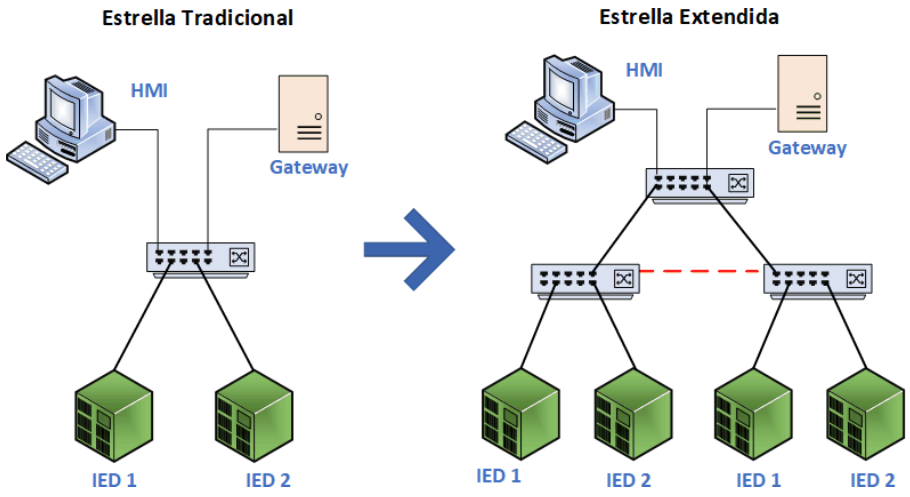

Figura 3.13: Topología estrella tradicional vs estrella extendida

3.3.5. Generación archivos SCL

Conforme se va configurando el sistema o una vez concluida toda la parametrización, se puede visualizar o exportar los archivos SCL que contienen lainformación del sistema incluida la parte de comunicación. En la Figura 3.14se observa el inicio de la configuración que corresponde a la Bahía 1.

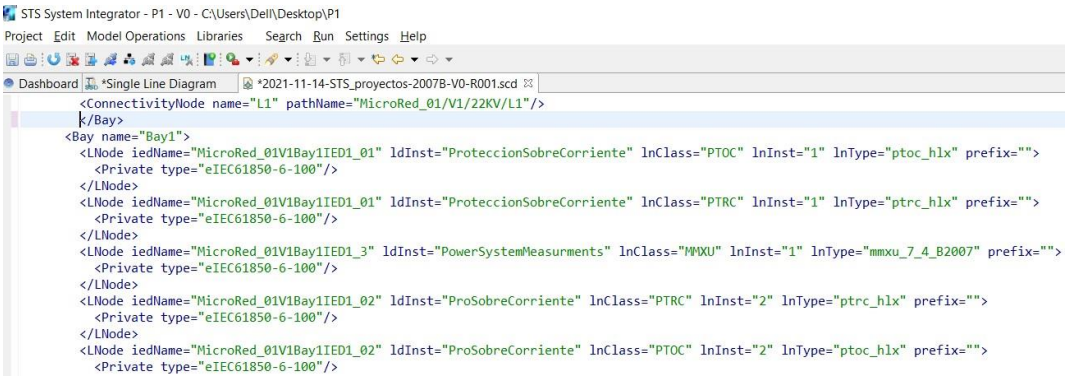

Figura 3.14: Inicio de archivo SCL.

La Figura 3.15 también corresponde a una muestra del archivo CID de la configuración de comunicación.

STS System Integrator - STS_proyectos - V0 - C:\Users\Dell\Desktop\STS_proyectos

Project Edit Model Operations Libraries Search Run Settings Help

Dashboard | *Single Line Diagram | *Bay: MicroRed_01/V1/Bay2 | ABB-2021-11-20-STS_proyectos-2007B-V0-R001.scd


```
    </VoltageLevel>
    <Function name="MONITOREO">
      <LNode iedName="MicroRed_01HMI1" ldInst="MONITOREO" lnClass="ITMI" lnInst="1" lnType="itmi_7_4_B2007" prefix="">
        <Private type="eIEC61850-6-100"/>
      </LNode>
    </Function>
    <Function name="CONTROL">
      <LNode iedName="MicroRed_01HMI1" ldInst="CONTROL" lnClass="ITCI" lnInst="1" lnType="itci_7_4_B2007" prefix="">
        <Private type="eIEC61850-6-100"/>
      </LNode>
    </Function>
  </Substation>
  <Communication>
    <SubNetwork name="Subnet4" type="8-MMS">
      <ConnectedAP apName="AP1" iedName="MicroRed_01V1Bay2DER_UC_2_02">
        <Address>
          <P type="IP">10.10.4.3</P>
          <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
          <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
          <P type="IP-GATEWAY">10.10.0.1</P>
          <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
          <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
          <P type="OSI-SSEL">0001</P>
          <P type="OSI-TSEL">0001</P>
        </Address>
      </ConnectedAP>
      <ConnectedAP apName="AP1" iedName="MicroRed_01V1Bay2DER_UC_2_03">
        <Address>
          <P type="IP">10.10.4.4</P>
          <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
          <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
          <P type="IP-GATEWAY">10.10.0.1</P>
          <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
          <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
```


Figura 3.15: Fragmento de archivo SCL configuración de comunicación.

Capítulo 4

Análisis y resultados

4.1. Introducción

El presente capitulo contiene los principales resultados obtenidos dentro del desarrollo de modelación de comunicación de la microrred con DG basada en la Norma IEC 61850-7-420. Se realiza el análisis de funciones implementadas en cada uno de los LNs y sobre todo los servicios de comunicación GOOSE,MMS y SV.

4.2. Resultados Generales

4.2.1. Resultados de análisis de funciones.

Dentro de la estructura de la normativa se proporciona los LNs para los tipos de DERs y sus principales características y funciones que son consideradas como obligatorias para su análisis.

En la Tabla 4.1 , se detallan los LNs, las señales y su descripción del circuito correspondiente a Recip Engine, que han sido implementados dentro del software Helinks STS.

Tabla 4.1: Parametrización Recip Engine

LN	SIGNAL DataObject/Atributo (Obligatorias)	Restricciones Funcionales (FC)	Descripción
DCIP	EngOnOff.stVal[ST]	ST (Status)	Características del Motor
DREX	ExtVNoLod.instMag.i[MX]	MX (Medidas)	Características de excitación
DEXC	GenExt.stVal[ST]	ST	Operación de excitación
DGEN	OpTmh.t[ST]	ST	Operación del generador
DRAT	VRtg.setMag.i[SP] VRtg.setMag.f[SP]	SP (Consignas)	Características del generador
DRAZ	TrsVLim.instMag.i[MX] TrsVLim.instMag.i[MX]	MX	Características avanzadas del generador
DCST	HeatRteAct.pointZ[SP]	SP	Costo operación del generador
DFLV	FuelSt.stVal[ST]	ST	Suministro de combustible
ZBAT	NamPlt.paramRev[ST]	ST	Características de la batería

En la Tabla 4.2 se detallan los LNs que han sido parametrizados en STS, las señales o funciones y su breve descripción correspondiente al circuito Fuell Cell.

Tabla 4.2: Parametrización Fuell Cell

LN	SIGNAL DataObject/Atributo (Obligatorias)	Restricciones Funcionales (FC)	Descripción
DFCL	StrCnt.stVal[ST] LifeEfcPct.stVal[ST]	ST (Status)	Características del controlador de la celda de combustible
DSTK	StcSt.stVal[ST]	ST (Status)	Pila de celda de combustible
DFPM	ThmRtg.setMag.i[SP] ThmRtg.setMag.f[SP] FPMSt.stVal[ST]	SP, ST	Módulo de tratamiento de combustible
ZBAT	NamPlt.paramRev[ST]	ST	Características de la batería

Por último, en la Tabla 4.3 se detallan los LNs, las señales y descripción del circuito correspondiente a Photovoltaics System.

Tabla 4.3: Parametrización Photovoltaics System

LN	SIGNAL DataObject/Atributo (Obligatorias)	Restricciones Funcionales (FC)	Descripción
DPVM	AVCrvIx.stVal[ST]	ST (Status)	Características del PV
DPVA	NamPlt.paramRev[ST]	ST (Status)	Información general del PV
DPVC	CtlModSt.stVal[ST]	ST	Controlador del PV para maximizar energía
DTRC	TrkAlm.stVal[ST]	ST	Controlador de seguimiento
ZBAT	NamPlt.paramRev[ST]	ST	Características de la batería

4.2.2. Resultados de comunicación

No existe una topología específica que dicte la norma IEC 61850. Se deben considerar aspectos relevantes en el diseño de su estructura. La seguridad de la red, confiabilidad y disponibilidad validarán la elección del diseño topológico más afín. En este diseño se ha implementado una topología estrella extendida. La finalidad que se puede transmitir de forma simultánea o trabajar en base al el formato main/backup (principal/respaldo), es decir transmisión por un puerto a la vez en determinado tiempo, de tal forma que el IED enviará por cada interface de red, la trama con el mismo valor de Media Access Control (MAC) e IP por un puerto distinto en las redes en cuestión.

En la Figura 4.1 se muestra la topología de red a través del System Diagram configurado con sus respectivos IEDs que surgen de la modelación de comunicación en función de la norma.

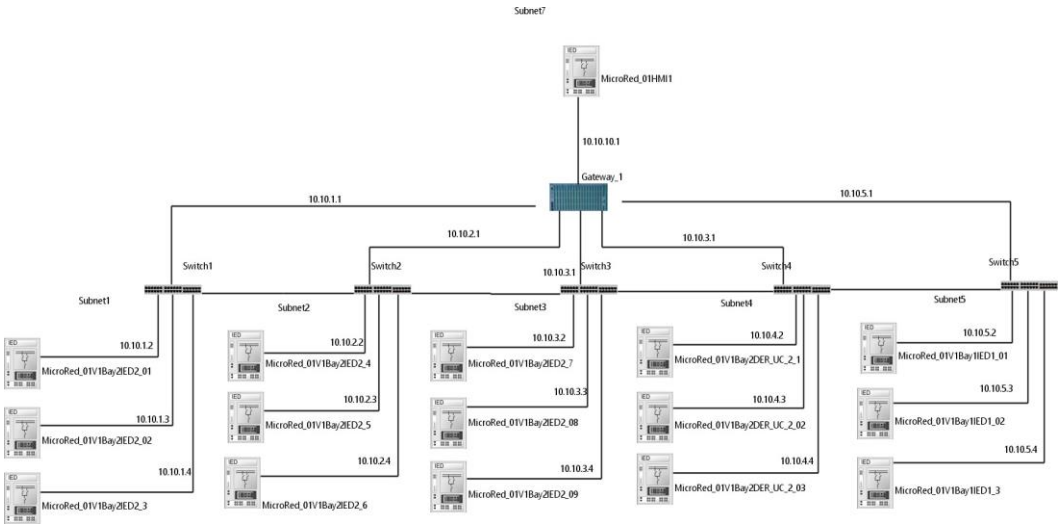

Figura 4.1: Topología de red aplicada.

La topología propuesta tiene sus ventajas ya que si algún dispositivo pierde conectividad el resto de la red sigue en funcionamiento y el resto de enlaces no se ven afectados. Además, al ser redundante reduce significativamente el tiempo de recuperación de la red por su alta disponibilidad.

La comprobación de conectividad se realizó a través del software Packet Tracer de Cisco, dando como resultado una buena comunicación entre los dispositivos a través de la configuración de Virtual Local Area Network (VLAN)s, como se puede observar en la Figura 4.2.

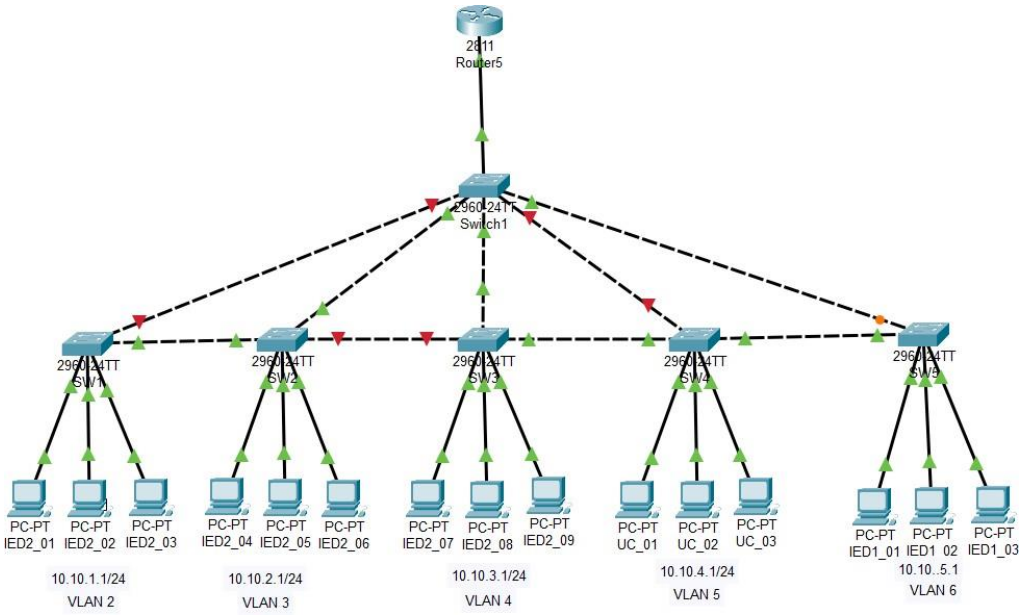

Figura 4.2: Topología de red aplicada en Cisco Packet Tracer.

Se inhabilitó algunos enlaces para hacer las respectivas pruebas de fallas, dando como resultado conectividad en todo momento, como se evidencia en las Figuras 4.3 y 4.4.

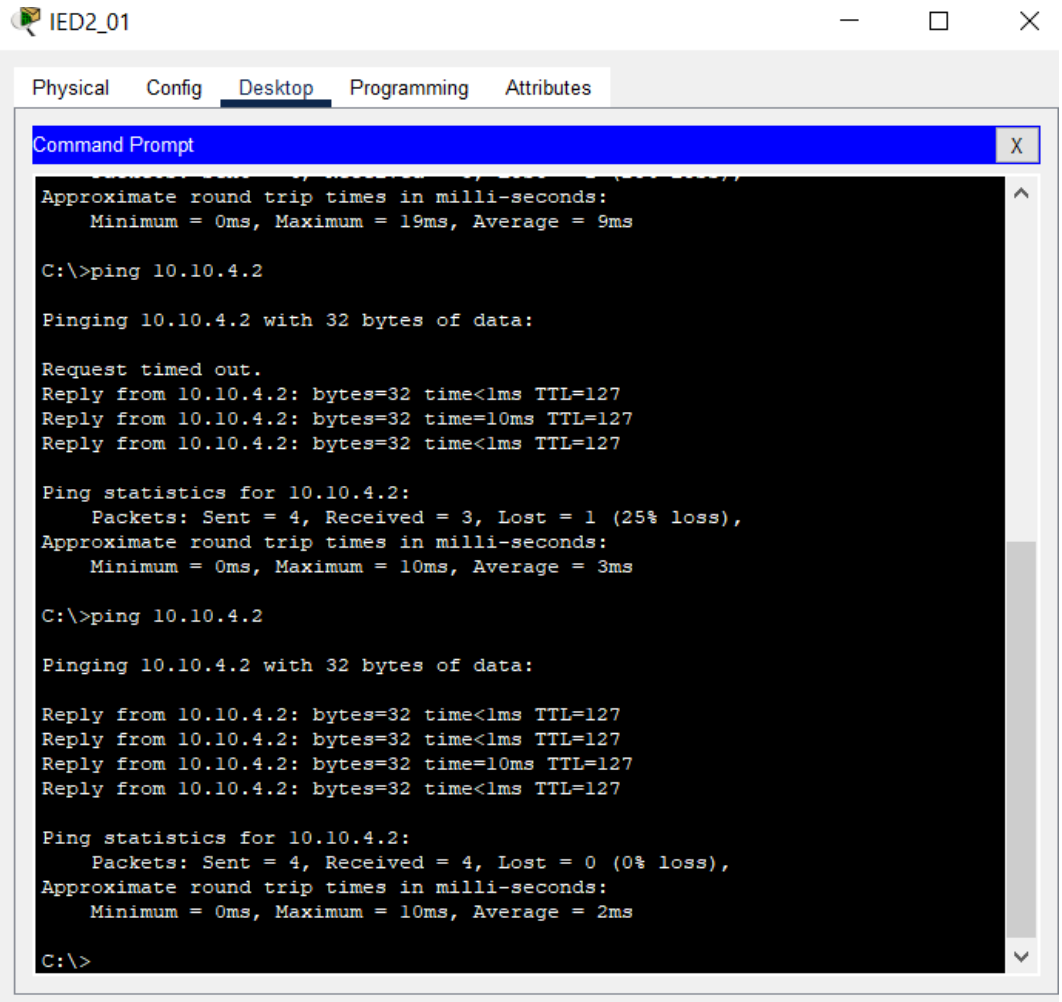

Figura 4.3: Ping del IED2_01 al IED_UC_02

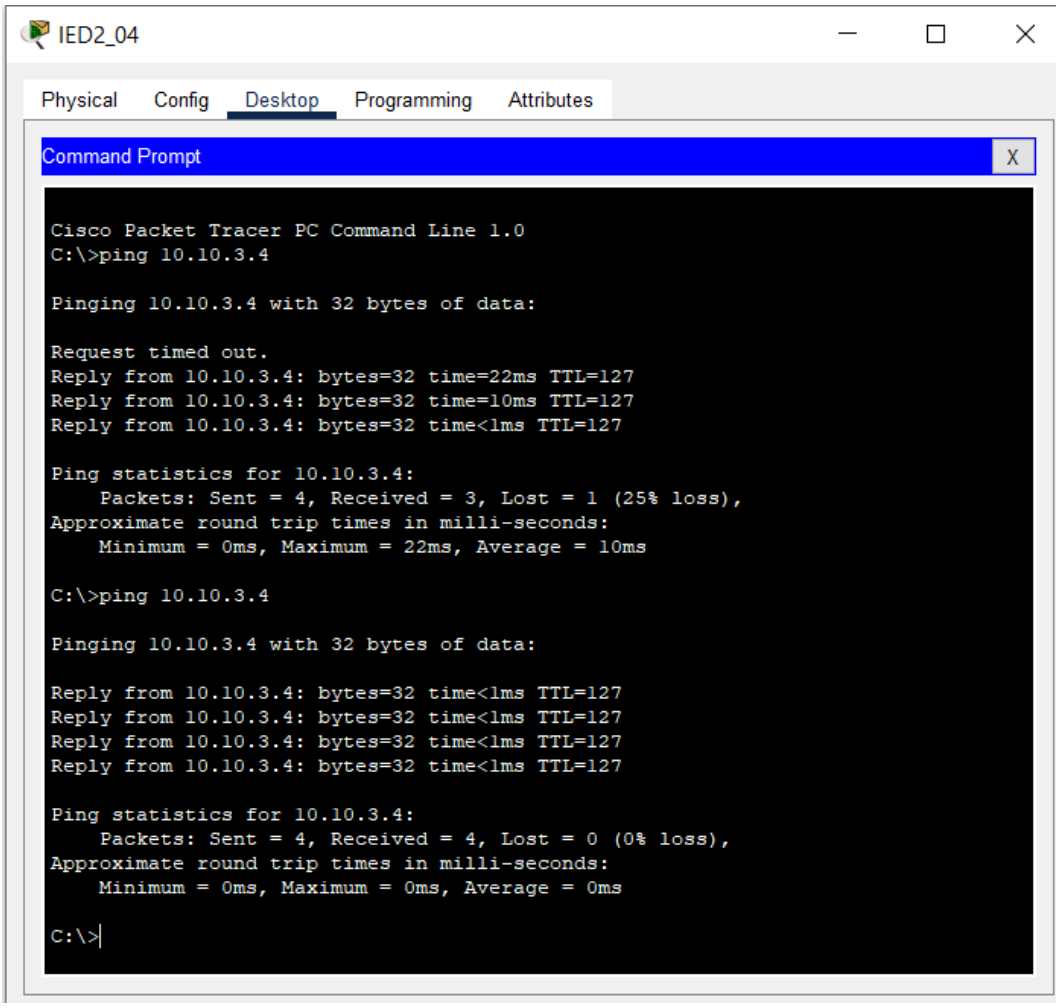

Figura 4.4: Ping del IED2_01 al IED_UC_02

4.2.3. Protocolo GOOSE Y MMS report

De acuerdo a la norma IEC 61850-7-4, la trama de información de un IED, es parte de los LN para su adecuado funcionamiento. Intervienen tres subredes fundamentales de comunicación, la subred GOOSE, la subred correspondiente a MMS y la subred de SV, de esta forma la normativa establece por defecto las comunicaciones bajo subredes MMS, diseño que persigue la interoperabilidad

eficaz.

Sub Red MMS

Para la obtención de los parámetros correspondientes a la subred MMS, es necesario configurar los LNs de las funciones de control y monitoreo del dispositivo lógico HMI (Figura 3.12); la Figura 4.5. muestra los parámetros cargadospara su posterior modelación.

All inputs | Unused inputs | MMS Reports | GOOSE | Sampled Values

Voltage Level	Bay	Function	Process Name	Source Signa
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsB.units.multi...	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsB.t[MX]	MicroRed_01
V1	Bay2	DER_UC_2_01	ModOffAvl.stVal[ST]	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsB.rangeC.min...	MicroRed_01
V1	Bay2	DC_Switch_Protecci...	Start	MicroRed_01
V1	Bay2	DER_UC_2_01	ECPConn.d[DC]	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsB.rangeC.lLi...	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.net.rangeC.hLim...	MicroRed_01
V1	Bay2	DER_UC_2_01	ModOnConn.t[ST]	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsA.dU[DC]	MicroRed_01
V1	Bay2	Cell System	StcSt.stVal[ST]	MicroRed_01
V1	Bay2	MMTR_RecipEngine...	NamPlt.paramRev[...	MicroRed_01
V1	Bay2	MMXU_2_02	NamPlt.vendor[DC]	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.net.rangeC.hLim...	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.res.rangeC.max.i[...	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsA.rangeC.ma...	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.neut.range[MX]	MicroRed_01
V1	Bay1	DIS1	Switch Command	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsC.rangeC.hLi...	MicroRed_01
V1	Bay2	L1	HzRtg.setMag.f[SP]	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.res.angSVC.scale...	MicroRed_01
V1	Bay2	DIS3	Block Opening	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.neut.cdcName[EX]	MicroRed_01
V1	Bay2	MMTR_FUELL_CELL...	NamPlt.configRev[...	MicroRed_01
V1	Bay2	DER_UC_2_01	ModOffAvl.subEna...	MicroRed_01
V1	Bay1	PowerSystem Meas...	W.phsB.subEna[SV]	MicroRed_01
V1	Bay2	CBR1	Switch Command	MicroRed_01

Figura 4.5: Parámetros de subred MMS.

Sub Red SV

La transferencia de datos, se efectúa también por medio de los SV. Se establece la trasmisión de las tramas o datos en configuración muy rápida y losdatos que son procesados por los equipos de campo (generador o sistema fotovoltaico) que se ubican en el patio de maniobras de una subestación, siendo estos datos valores instantáneos de voltaje y de corriente de característicasanálogo digitales transmitidas desde los actuadores a los IEDs.

Estos valores muestreados que se detallan a continuación corresponden a las medidas de los CTRs, VTRs del circuito Recip Engine C-Heat. De acuerdo con [31] afirma que su precisión está en un rango de 2 milisegundos (ms) sin considerar retardos introducidos por la misma red que están alrededor de 2 ms donde las transmisiones se caracterizan por el número de muestras establecidas en determinado tiempo (80 muestras/Periodo (T) y 256 muestras/T). LaFigura 4.6 detalla los SV correspondientes a el circuito de Recip Engine.

IED MicroRed_01V1Bay2IED2_01	
Logical Device MicroRed_01V1Bay2IED2_01LD0	
LLN0	
Data Set ds_urcb1	
MicroRed_01V1Bay2IED2_01MMTRRecipEngine201/MMTR.1	NamPlt[DC]
MicroRed_01V1Bay2IED2_01CTR1CTR1/A.TCTR.1	AmpSv[MX]
MicroRed_01V1Bay2IED2_01CTR1CTR1/B.TCTR.2	AmpSv[MX]
MicroRed_01V1Bay2IED2_01CTR1CTR1/C.TCTR.3	AmpSv[MX]
MicroRed_01V1Bay2IED2_01CTR1CTR1/N.TCTR.4	AmpSv[MX]
MicroRed_01V1Bay2IED2_01MMTRRecipEngine201/MMTR.1	NamPlt[EX]
MicroRed_01V1Bay2IED2_01VTR1VTR1/A.TVTR.1	HzRtg[SP]

Figura 4.6: SV del circuito Recip Engine.

Sub Red GOOSE

Para que los datos se transfieran minimizando sus tiempos, la mensajería GOOSE efectúa la técnica de asignación (mapeo) de los datos de la capa de aplicación Open System Interconnection (OSI) en forma directa a la capa de enlace. La transferencia de información se realizó a través de la arquitectura publicador-suscriptor asignando el bloque de control, dirección MAC y la identificación de la aplicación.

Como se observa en la Figura 4.7 en la pestaña de Communication Editor, en primera instancia se valida la comunicación de las subredes creadas.

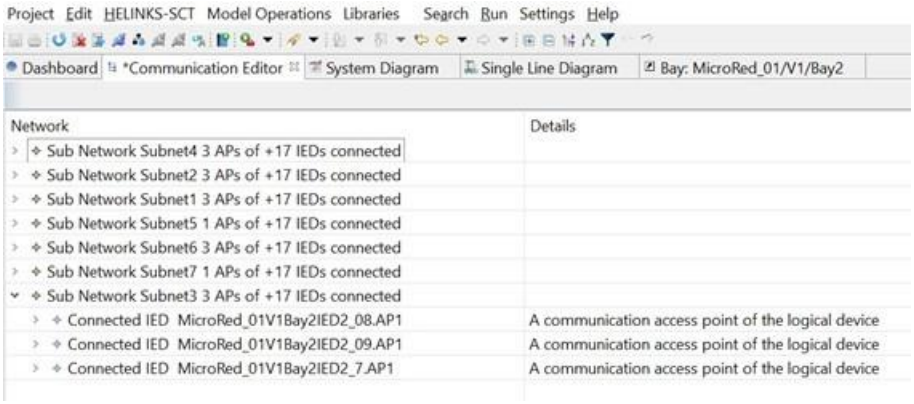

Figura 4.7: Validación de la red de comunicación.

En la Figura 4.8 se detalla el mapeo efectuado en el dispositivo lógico del HMI, mientras que las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11 indican el mapeo efectuado en los dispositivos lógicos correspondientes a los circuitos Recip Engine, Fuell Cell y Photovoltaics System respectivamente.

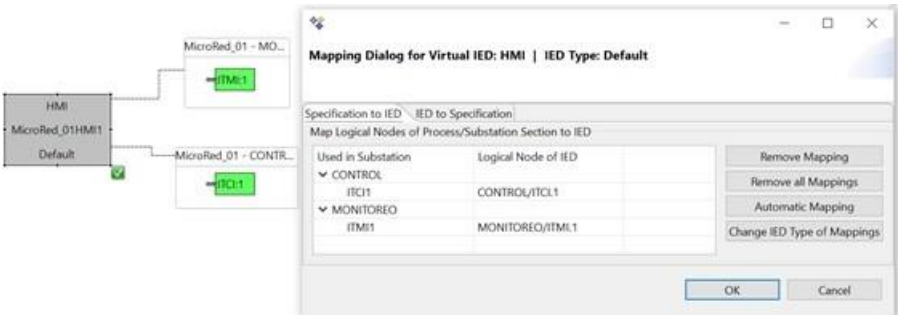

Figura 4.8: Configuración de mapeo HMI.

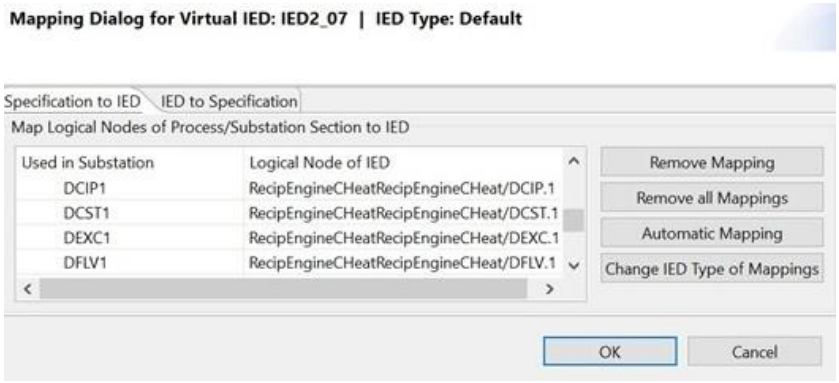

Figura 4.9: Configuración de mapeo Recip Engine.

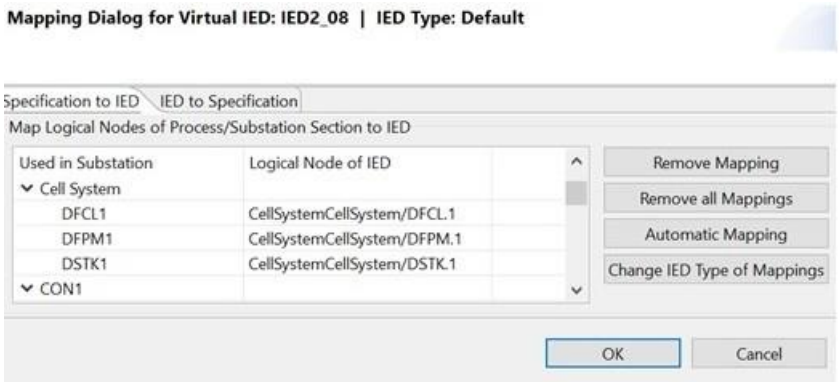

Figura 4.10: Configuración de mapeo Fuell Cell.

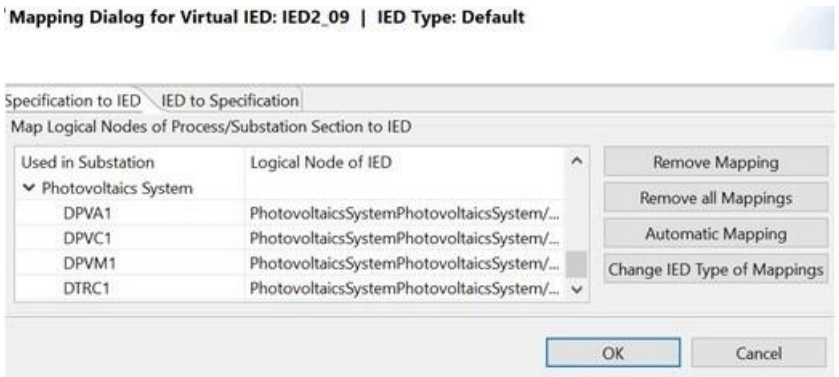

Figura 4.11: Configuración de mapeo Photovoltaics System.

La Figura 4.12 representa los distintos mensajes GOOSE configurados para la microrred de acuerdo a los tres tipos: rápido, medio y lento. Así mismo, la Figura 4.13 describe la matriz GOOSE que se obtuvo al establecer la comunicación.

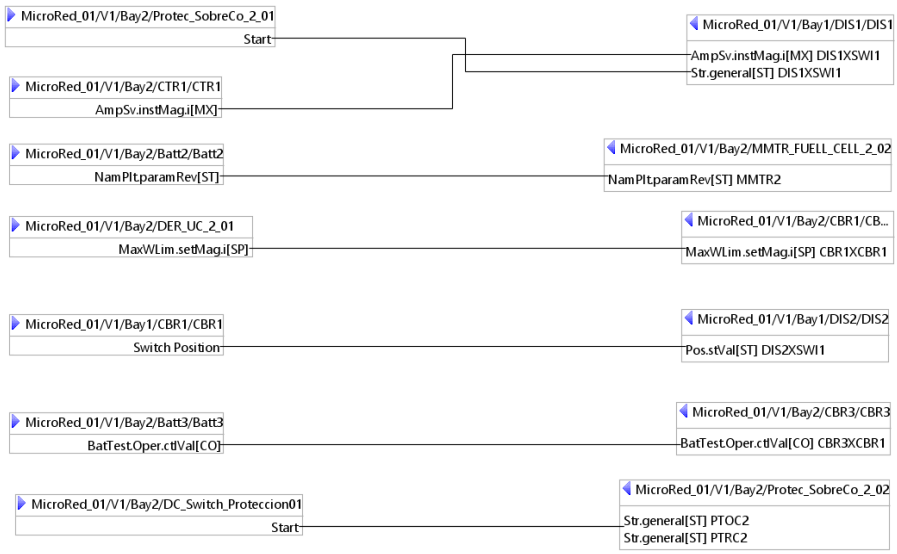

Figura 4.12: Esquema de Aplicaciones GOOSE.

	GOOSE Control					GSE Element					
Publishing IEDs	GCB Name	G	Data Set	C...	GOOSE ID	APPID	Mac Address	Min Duration	Max Duration	VLAN ID	VLAN Priority
MicroRed_01V1Bay2DER_UC_2_02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay2DER_UC_2_03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay1IED1_01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LD0	gcb_l1	H.	ds_gcb_l1	1...0	MicroRe...gcb_l1	0004	01-0C-CD-01-00-03	500	10000	000	4
MicroRed_01V1Bay1IED1_02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gateway_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay2IED2_02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay2IED2_3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay2IED2_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay2IED2_6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay2IED2_7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay1IED1_3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MicroRed_01V1Bay2IED2_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LD0	gcb_f1	H.	ds_gcb_f1	1...0	MicroRe...gcb_f1	0002	01-0C-CD-01-00-01	5	10000	000	4
MicroRed_01V1Bay2IED2_01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LD0	gcb_l1	H.	ds_gcb_l1	1...0	MicroRe...gcb_l1	0001	01-0C-CD-01-00-00	500	10000	000	4
MicroRed_01V1Bay2DER_UC_2_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LD0	gcb_m1	H.	ds_gcb_m1	1...0	MicroR...cb_m1	0003	01-0C-CD-01-00-02	50	10000	000	4
MicroRed_01V1Bay2IED2_08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LD0	gcb_f1	H.	ds_gcb_f1	1...0	MicroRe...gcb_f1	0000	01-0C-CD-01-00-00	5	10000	000	4
LD0	gcb_l1	H.	ds_gcb_l1	1...0	MicroRe...gcb_l1	0005	01-0C-CD-01-00-04	500	10000	000	4
MicroRed_01V1Bay2IED2_09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LD0	gcb_m1	H.	ds_gcb_m1	1...0	MicroR...cb_m1	0000	01-0C-CD-01-00-00	50	10000	000	4

Figura 4.13: Matriz de resultados GOOSE.

Los parámetros requeridos para el tiempo de transmisión de datos (men-

sajes), según el protocolo IEC 61850, va a depender de los tipos de mensajes o el tamaño de los datos que circulen por la red de la subestación y en este caso por la microrred. Dentro de esta parametrización se obtuvo los tiempos mínimos de cada uno de estos mensajes: rápido =5 ms, medio =50 ms y lento =500ms. Esta información tiene su diferencia de acuerdo al tipo de aplicación y clases de rendimiento como control, monitoreo, protección, medición y calidad,detallado en la Tabla 4.4

Tabla 4.4: Tiempos para transmisión de mensaje GOOSE según IEC 61850 [37].

Aplicaciones de Subestación con distribución inteligente	**Mensaje IEC 61850**	**Retraso permitido en la distribución (segundo)**	**Niveles de Prioridad QoS**
Control automático de condensadores	GOOSE	0.5 - 1	4
Control y monitoreo LTC	GOOSE	0.25 - 0.5	6
Dsparo rapido para el BUS	GOOSE	0.4 - 0.5	5
Medida de vatios / VAR	Mensajería IP muestreo de valores	1 - 5	3
Configuación IED centralizada	Mensajería IP	1 -10	2
Protección sobrecorriente	Muestreo de valores GOOSE	0.02	7

Las siguientes Figuras 4.14 a la 4.18 muestran los resultados obtenidos de la modelación del servicio de comunicación GOOSE. Se cargaron los archivos SCL de la configuración completa del sistema, en el software IEDScout de la empresa OMICRON, donde se puede observar claramente la funcionalidad de este servicio de comunicación establecido en la norma IEC 61850 y que ha sido aplicado a una microrred con DG.

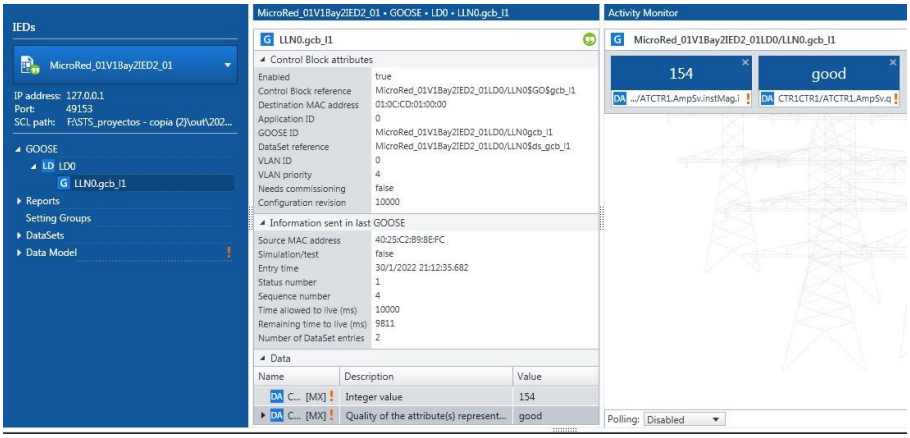

Figura 4.14: Mensaje GOOSE1.

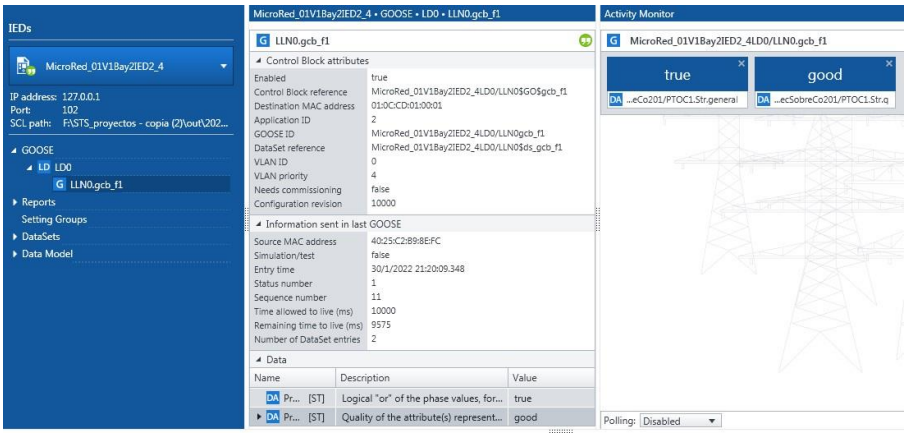

Figura 4.15: Mensaje GOOSE2.

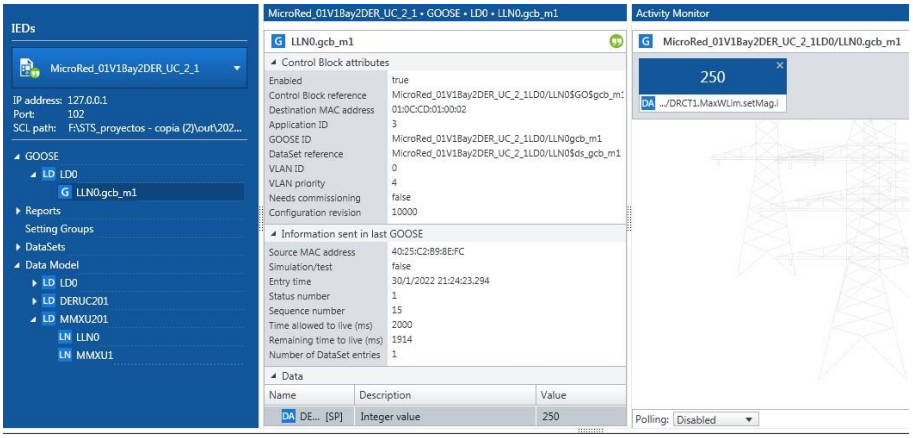

Figura 4.16: Mensaje GOOSE3.

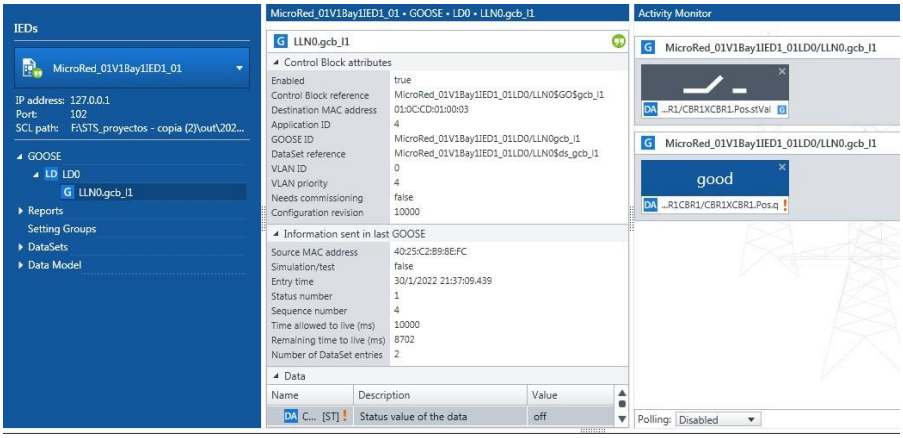

Figura 4.17: Mensaje GOOSE4.

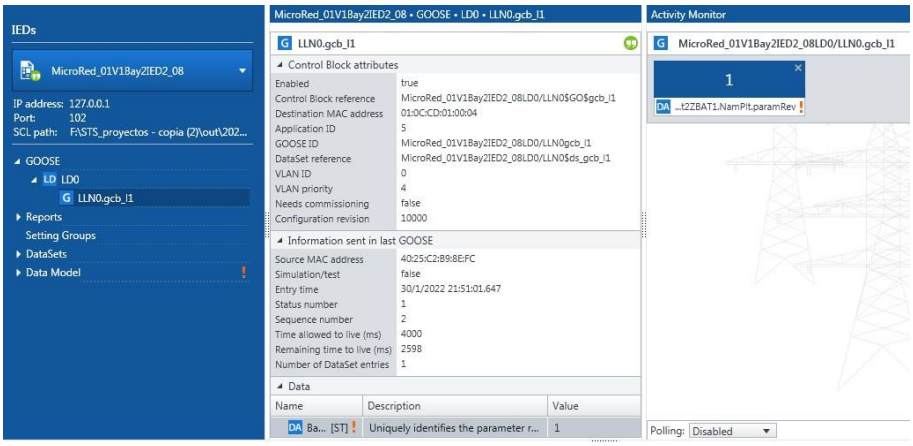

Figura 4.18: Mensaje GOOSE5

Del análisis obtenido de la modelación de la norma, se obtuvieron resultados positivos respecto al intercambio de información entre los IEDs en los distintos niveles y sobre todo en la comprensión de las etapas de parametrización, análisis de mapeo y diseño de unifilares. El tiempo obtenido en la modelación está dentro de los márgenes detallados en las tablas 3.1 y 4.4 por lo que se comprueba validez y eficiencia de la norma, considerando sobre todo el uso de mapeo de funciones en lo que respecta a la integración de DG al sistema eléctrico a través de una microrred.

Para finalizar esta comprobación se realizó una captura de tráfico GOOSE de los distintos mensajes generados, a través de la herramienta Wireshark. Lo que permitió analizar la trama del protocolo GOOSE y la latencia de transmisión, la misma que se encuentra dentro de los parámetros establecidos menor a 100 ms. Igualmente dentro de la trama podemos observar las direcciones MAC de origen y de destino, la cual estará comprendida desde 01-0C-CD-00-00 hasta 01-0C-CD-01-FF, la identificación de aplicación, las veces que ha cambiado de estado, el tamaño de los paquetes y la prioridad de la VLAN, como se observa en la Figura 4.19

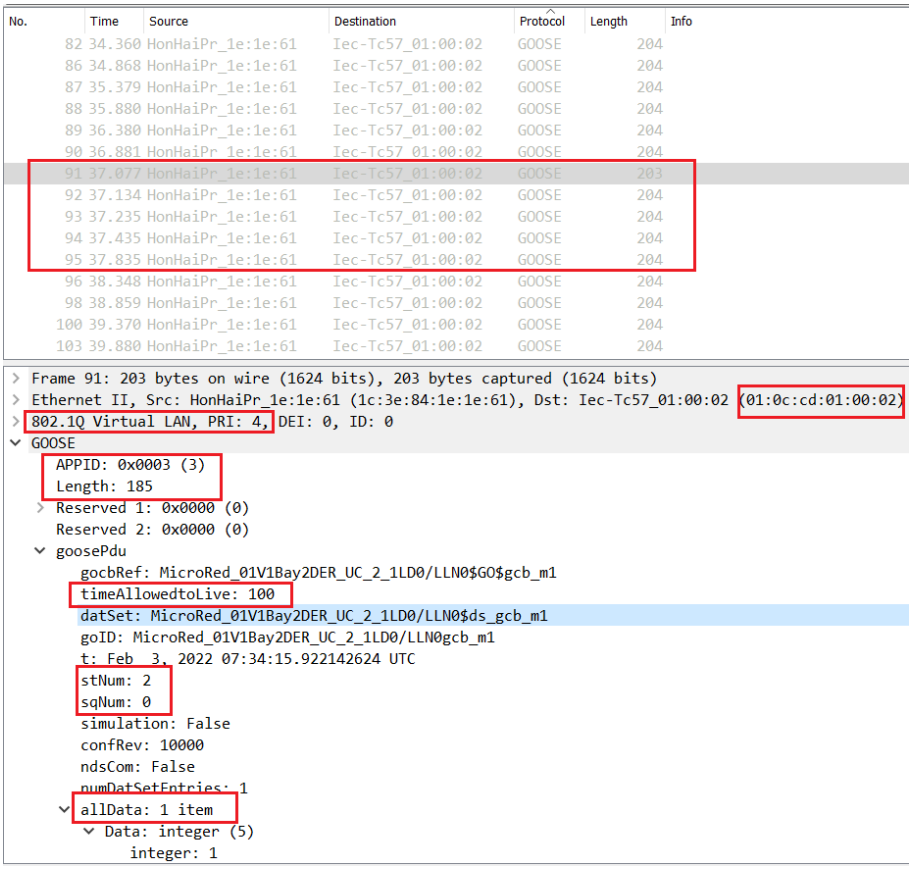

Figura 4.19: captura de tráfico GOOSE.

Un punto importante en la retransmisión de mensajes, es el tiempo de duración permitido que está definido como TimeAllowedToLive, es decir, sí el mensaje no es recibido dentro de ese tiempo, es considerado perdido. Por lo tanto, cuando se detecta un cambio de del evento, el mensaje es enviado por tiempos más cortos hasta llegar a la velocidad de retransmisión normal. Durante todo el tiempo permitido de envío de mensajes, se registra la cantidad de veces que el mensajes ha sido enviado, como se representa en la Figura 4.20, cuyos datos han sido obtenidos partir de la captura de tráfico del análisis previo.

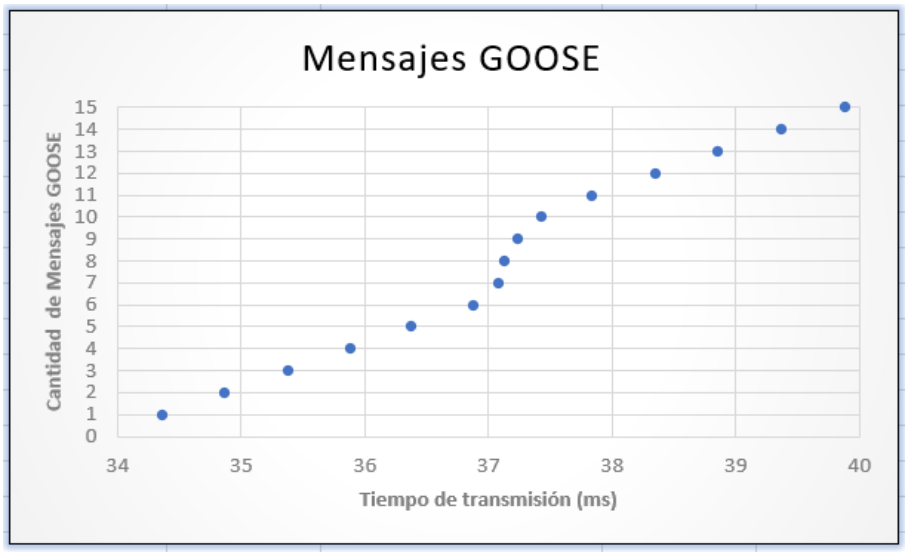

Figura 4.20: Mensajes GOOSE.

Capítulo 5

Conclusiones, Recomendaciones y Trabajos futuros

5.1. Conclusiones

- La expansión de la DG dentro del sistema eléctrico puede aportar grandes beneficios, pero de igual forma involucra un estudio profundo de su tecnología. El conjunto de varias técnicas tanto de generación y almacenamiento de energía que es lo que se conoce como DERs pueden constituir una microrred eléctrica. Esta microrred puede suplir muchas eventualidades dentro del sistema de distribución, pero para que ello se lleve a cabo con total funcionalidad se debe gestionar todas las señales procedentes de estas fuentes a través de un sistema de comunicación robusto,que garantice su operatividad.

- Los requerimientos fundamentales dentro de la infraestructura de comunicación de una microrred deben satisfacer la transmisión de datos entretodos sus elementos. Es por ello que a partir de la evolución de la IEC 61850 se puede analizar estos parámetros para implementarlos a través de su extensión IEC 61850-7-420 para el uso de DG, que cada día tiene mayor emplazamiento en el sistema eléctrico. Todos estos avances encaminan a un mejor diseño, gestión y control de las Smart Grids. Tomando en consideración ésta evolución se puede considerar a las microrredes dentro de la categoría de las Smart Grids de segunda generación, en la cual se incluye los sistemas de almacenamiento, el

vehículo eléctrico y la DG basada en paneles solares.

- En cuanto a las funciones que se requiere dentro de un sistema basado en DG, se debe tomar en consideración que la norma IEC 61850-7-420 plantea cuál de ellas son mandatorias, opcionales y condicionales para el modelado de LNs. Es por ello que en el desarrollo del presente trabajo fueron consideradas únicamente las señales mandatorias, las mismasque han sido implementadas acorde a la necesidad del proyecto para ca-da uno de los circuitos que constituyen la microrred.

- Toda función dentro de la microrred tiene sus propios requerimientos es por ello que el análisis de la trama y parámetros en los mensajes GOOSE y SV son de vital importancia en el entendimiento de la norma ya que determina la efectividad para el proceso de operación y automatización. Todo esto depende de la cantidad de datos que contiene el DataSet para transmitir, así como su prioridad dentro del sistema. Los mensajes GOOSE siempre tienen prioridad para ser transmitidos por la VLAN 4, en casode no ser así se debe especificar en la configuración inicial, tomando en consideración el flujo de información que se transmite en toda la red y cómo se desea encaminarla.

- En cuanto a los tiempos de transmisión de las configuraciones realizadas y en base a los tipos de mensajes generados en la microrred con DG, se pudo constatar la variación entre los tres tipos de mensajes generados, rápidos, medios y lentos con tiempos mínimos de transmisión de 5, 50 y 500 ms respectivamente, cumpliendo así con los parámetros de comunicación que establece la norma general IEC 61850. Además, se debe tomar en cuenta el tiempo de procesamiento y la cantidad de switchs o equipospor los cuales se propaga la información hasta llegar a su destino, debidoa que todos suman retardos a la red. La topología de comunicación pro- puesta, estrella extendida, brinda grandes beneficios. Uno de ellos es la disponibilidad de comunicación entre todos los nodos de manera conveniente, lo cual implica una alta disponibilidad.

- Al considerar el tráfico de la red, se debe tener claro que los mensajes GOOSE cuentan con un Buffer de transmisión, en el cual se alojan todos ellos pero siempre tendrán prioridad los mensajes rápidos, ya que existirá mayor cantidad de ellos en circulación y que no pueden pasar asegundo plano por la importancia que representan dentro de la gestión del sistema.

- Finalmente se puede determinar la importancia de la ejecución de este proyecto de desarrollo, ya que permitió conocer, validar y estudiar la funcionalidad del estándar IEC 61850-7-420 y exponer su confiabilidad al implementarse sobre una red LAN con tecnología Ethernet con para-metrización de variables y mapeo de funciones.

5.2. Recomendaciones

- Un punto importante que se debe recalcar en cuanto a la mensajería GOOSE es que para garantizar la recepción del mensaje se debe incorporar mecanismos de retransmisión cada cierto tiempo, ya que el publicador no sabe si el mensaje fue recibido o no, simplemente cumple conla función de enviar.

- El programa empleado para la modelación Helinks STS, tiene una desventaja, su costo es elevado por lo que se desarrolló el modelo en una versión trial presentando algunas limitaciones. En su librería no existen todos los elementos para el diseño unifilar y se debe usar un genérico para luego ser modelado de acuerdo al LN correspondiente con la creación de la función respectiva según la necesidad del proyecto. Además, en la modelación de la red de comunicación no fue posible cargar la configuración en IEDs reales de los distintos fabricantes como ABB, ALSTOM, GE Multilin, SEL, Siemens, notando de ésta manera la importancia de una licencia permanente de la aplicación. Es por ello que para afianzar más la configuración realizada se integró otras herramientas como IEDScout de OMICRON, Cisco Packet Tracer y WireShark.

5.3. Trabajos futuros

En base a todos los datos que se transmiten dentro de la microrred y categorizando por prioridades, se puede realizar un análisis de cuales mensajes o que flujo de datos pueden ser más vulnerables a sufrir ataques cibernéticos, robos de información y que constituirían un desbalance en la red e incluso llegara colapsar todo el sistema dejándolo fuera de servicio.

Tomando estas consideraciones se puede plantear algoritmos de protección que garanticen mayorseguridad y confiabilidad de todo el sistema de energía.

Glosario

AC Corriente alterna.

ACSI Interface de Servicio de Comunicación Abstracta.

AMI Infraestructura de medición avanzada de electricidad.

CDC Clases de Datos Comunes.

CID Descripción del IED configurado.

CTR Transformador de corriente.

DC Corriente directa.

DER Recursos Energéticos Distribuidos.

DG Generación distribuida.

DNP3 Protocolo de Red Distribuida versión 3.

DO Objetos de datos.

DPCA Distribution Power Coalition of America.

DR Respuesta a la demanda.

EV Vehículo eléctrico.

GOOSE Evento genérico de subestación orientado a objetos.

HAN Red de comunicación aplicado a hogares.

HMI Interfaz Hombre-Máquina.

ICD Descripción de la capacidad del IED.

IEA Agencia Internacional de la Energía.

IEC Comisión Electrotécnica Internacional.

IED Dispositivos Electrónicos Inteligentes.

IEEE Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

IID Descripción instanciada del IED.

IP Protocolo de Internet.

ISO Organización Internacional para Estandarización.

LAN Red de Área Local.

LN Nodo Lógico.

MAC Control de acceso al medio.

MMS Especificación de Fabricación de Mensajes.

ms Milisegundo.

NAN Red de área vecina.

OSI Modelo de interconexión de sistemas abiertos.

PICOM Pieza de información para comunicación.

PV Módulo Fotovoltaico.

SAS Sistema de Automatización de Subestaciones.

SCD Descripción de la configuración del sistema.

SCL Lenguaje de Configuración de Subestaciones.

SCSM Servicios de Mapeo de Comunicación Específica.

SED Descripción de intercambio del sistema.

Smart Grids Red eléctrica inteligente.

SSD Descripción de especificaciones del sistema.

STS Conjunto de herramientas del sistema Helinks.

SV Valor muestreado.

T Periodo.

TCP Protocolo de Control de Transmisión.

TICs Tecnologías de la Información y la Comunicación.

VLAN Redes de Área Local Virtual.

VTR Transformador de voltaje.

WAN Red de área amplia.

XML Lenguaje Extendible de Marcación.

Bibliografía

[1] K. Sarwagya y P. K. Nayak. "An extensive review on the state-of-art on microgrid protection". En: *IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)* (oct. de 2015), págs. 862-866. ISSN: null. DOI: 10.1109/PCITC.2015.7438116.

[2] C. Bordons, F. García y L. Valverde. "Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable". En: *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial* 12.2 (2015), págs. 117-132. ISSN: 1697-7920. DOI: 10.1016/j.riai.2015.03.001. URL: https://polipapers.upv.es/index.php/RIAI/article/view/9384.

[3] A.C. Fernández. "El Protocolo IEC 61850 en la Automatización de Subestaciones". Tesis de mtría. Universidad de Cuenca, Facultad de Ingeniería, nov. de 2015. URL: http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/23063.

[4] T. S. Ustun, C. Ozansoy y A. Zayegh. "Extending IEC 61850-7-420 for distributed generators with fault current limiters". En: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. 2011, págs. 1-8.

[5] IEC. TEC.57 International Standard IEC 61850. En: *Communication Networks and Systems in Substations. Part 4: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment*. Vol. 1. 2003.

[6] R. Herrera y L. Herrera. "Sistemas de Comunicaciones y Redes de Datos en Smart Grids, una Revisión al Estado del Arte". En: *Revista Técnica Energía* 12 (ene. de 2016), págs. 313-320.

[7] P.J. Hueros. "Ciberseguridad en Smart Grids: Estudio y Aplicación Real sobre una Microrred Inteligente". Tesis de mtría. Universidad de Alcalá, Escuela Politécnica Superior., jul. de 2021.

[8] O. Saidani Neffati y col. "Migrating from traditional grid to smart grid in smart cities promoted in developing country". En: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 45 (2021), pág. 101125. ISSN: 2213-1388. DOI: https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101125. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138821001351.

[9] A. Sendin y col. *Telecommunication Networks for the Smart Grids*. Artech House, 2016. ISBN: 13:978-1-63081-046-7.

[10] Fredrik Ege Abrahamsen, Yun Ai y Michael Cheffena. "Communication Technologies for Smart Grid: A Comprehensive Survey". En: *Sensors* 21.23 (2021). ISSN: 1424-8220. DOI: 10.3390/s21238087. URL: https://www.mdpi.com/1424-8220/21/23/8087.

[11] Haluk Gözde y col. "4G/LTE technology for smart grid communication infrastructure". En: *2015 3rd International Istanbul Smart Grid Congress and Fair (ICSG)*. 2015, págs. 1-4. DOI: 10.1109/SGCF.2015.7354914.

[12] A. Carvallo y J. Cooper. *The Advanced Smart Grid, Edge Power Driving Sustainability*. Artech House, 2015. ISBN: 978-1-60807-963-6.

[13] Michael Emmanuel y Ramesh Rayudu. "Communication technologies for smart grid applications: A survey". En: *Journal of Network and Computer Applications* 74 (2016), págs. 133-148. ISSN: 1084-8045. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jnca.2016.08.012. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1084804516301734.

[14] Feng Ye, Yi Qian y Rose Qingyang Hu. "Smart Grid Communication Infrastructures". En: *Smart Grid Communication Infrastructures: Big Data, Cloud Computing, and Security*. 2017, págs. 15-33. DOI: 10.1002/9781119240136.ch2.

[15] A. G. Peralta-Sevilla y F. O. Amaya-Fernandez. "Evolución de las redes eléctricas hacia Smart Grid en países de la Región Andina". En: *Revista Educación en Ingeniería* 8.15 (jun. de 2013), págs. 48-61. DOI: 10.26507/rei.v8n15.285. URL: https://educacioneningenieria.org/index.php/edi/article/view/285.

[16] E Inga-Ortega y col. "Optimal dimensioning of FiWi networks over advanced metering infrastructure for the smart grid". En: *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*. 2015, págs. 30-35. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381125.

[17] N. Raza y col. "Study of Smart Grid Communication Network Architectures and Technologies". En: *Journal of Computer and Communications* 7.19-29 (2019). ISSN: 2327-5227. DOI: 10.4236/jcc.2019.73003. URL: https://doi.org/10.4236/jcc.2019.73003.

[18] Shady S. Refaat y col. "Smart Grid Communication Infrastructures". En: *Smart Grid and Enabling Technologies*. 2021, págs. 217-228. DOI: 10.1002/9781119422464.ch8.

[19] Marielys F. y col. "Grupos electrógenos y calidad de la energía". Español. En: *Ingeniería Energética* XXVIII (2007), págs. 35-44. URL: https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329127754006.

[20] F. Longatt y Fortoul. "Review of Distributed Generation Concept: Attempt of Unification". En: *Renewable Energy and Power Quality Journal* 1 (mar. de 2005). DOI: 10.24084/repqj03.275.

[21] K.E. Bustamante. "Estudio de los sistemas de Generación Distribuida". Tesis de mtría. Universidad del Azuay, Facultad de Ciencia y Tecnología, Escuela de Ingeniería Electrónica, mayo de 2013. URL: https://dspace.uazuay.edu.ec/bitstream/datos/2195/1/09657.pdf.

[22] Nadarajah Mithulananthan, Duong Quoc Hung y Kwang Y.Lee. "Intelligent Network Integration of Distributed Renewable Generation". En: Springer publishing, 2017. Cap. 1, págs. 4-10. ISBN: 978-3-319-49271-1.

[23] E. Rodriguez. Área Tecnológica, 2012. URL: https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html.

[24] J. Palacios y A. Morales. "Energía solar fotovoltaica: Productividad de paneles solares monocristalinos". En: sep. de 2017, págs. 74-81.

[25] Área Tecnológica, 2012. URL: https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html.

[26] J. Guacaneme, D. Velasco y C. Trujillo. "Revisión de las Características de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones en Micro Redes". En: *Información Tecnológica* 25 (feb. de 2014), págs. 175-188. DOI: 10.4067/S0718-07642014000200020.

[27] R. Velásquez y col. "Introducción al concepto de microrredes". En: *Tendencias Tecnológicas* 34.3 (sep. de 2010), págs. 102-108.

[28] J. Memeses, J. Montero y H. Godínez. "Las Microrredes Eléctricas y la Transición Energética de México". En: *Trancisión Energética* 1.1 (nov. de 2018), págs. 18-23.

[29] N. Honeth y col. "Application of the IEC 61850-7-420 data model on a Hybrid Renewable Energy System". En: *2011 IEEE Trondheim PowerTech*. 2011, págs. 1-6.

[30] E.Carvalheria y A. Klien. En: *Cómo el proceso de diseño de ingeniería puede simplificar las pruebas de los sistemas de automatización y control*. 2019.

[31] K.F. Carrión. "Diseño de un prototipo de Red LAN IEC 61850 para su implemetación como medio didáctico en simulación del control de una subestación eléctrica." Tesis de mtría. Universidad Pontificia Universidad católica del Ecuador, Facultad de Ingeniería, Maestría en Redes de Comunicaciones, ene. de 2018. URL: http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/17/discover?rpp=10&etal=0&query=DISE%C3%910+DE+UN+PROTOTIPO+DE+RED+LAN+IEC+61850+PARA+SU+IMPLEMENTACI%C3%93N+COMO+MEDIO+DID%C3%81CTICO+EN+SIMULACI%C3%93N+DEL+CONTROL+DE+UNA+SUBESTACI%C3%93N+EL%C3%89CTRICA.%E2%80%9D&group_by=none&page=1.

[32] IEC. TEC.57 International Standard IEC 61850-7-420. En: *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. Part 7-420: Basic Communication Structure - Distributed energy resources logical nodes*. Vol. 1. 1. 2009, pág. 220.

[33] Mike Mekkanen y col. "IEC 61850-7-420 data object modeling for Smart control islanding detection". En: *2016 International Conference on Wireless Communications, Signal Processing and Networking (WiSPNET)*. 2016, págs. 1853-1858. DOI: 10.1109/WiSPNET.2016.7566463.

[34] Taha Selim Ustun, Cagil Ozansoy y Aladin Zayegh. "Simulation of communication infrastructure of a centralized microgrid protection system based on IEC 61850-7-420". En: *2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. 2012, págs. 492-497. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2012.6486033.

[35] Héctor León y col. "Simulation models for IEC 61850 communication in electrical substations using GOOSE and SMV time-critical messages". En: *2016 IEEE World Conference on Factory Communication Systems (WFCS)*. 2016, págs. 1-8. DOI: 10.1109/WFCS.2016.7496500.

[36] Marielys F. y col. "Implementación de Nodos Lógicos DER IEC 61850-7-420". En: *TecnoLógicas* 20.40 (2017), págs. 13-28. ISSN: 2256-5337. URL: https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329127754006.

[37] Nasser Ali y col. "Comparisons Process-to-Bay Level Peer-to-Peer Network Delay in lEC 61850 Substation Communication Systems". En: *Journal of Electrical Systems and Information Technology* 1 (dic. de 2014). DOI: 10.1016/j.jesit.2014.12.008.