

SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA UNA MICROGRID DE 5KW CON ARQUITECTURA DE CONTROL DISTRIBUIDO

Ing. Rudy Alexis Guejia Burbano



FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA ACADÉMICO DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA-ÉNFASIS EN
AUTOMÁTICA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN CONTROL INDUSTRIAL (GICI)
SANTIAGO DE CALI, COLOMBIA
2018

SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA UNA MICROGRID DE 5KW CON ARQUITECTURA DE CONTROL DISTRIBUIDO.

Ing. Rudy Alexis Guejia Burbano

Dirigido por:
Ing. Martha Lucia Orozco Ph.D
Ing. Fabio G. Guerrero M.Sc



FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA ACADÉMICO DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA-ÉNFASIS EN
AUTOMÁTICA
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN CONTROL INDUSTRIAL (GICI)
SANTIAGO DE CALI, COLOMBIA
2018

Índice general

INTRODUCCIÓN GENERAL	1
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	3
2.1 Introducción	3
2.2 Smart Grids	4
2.3 Microgrids	5
2.3.1 Clases de microgrids	6
2.3.2 Clasificación Por Estructura	7
2.3.2.1 Esquema Centralizado	7
2.3.2.2 Esquema Descentralizado o Distribuido	8
2.3.3 Clasificación Por Esquemas de Control	9
2.3.3.1 Control de Potencia Activa y Reactiva	9
2.3.3.2 Control Droop	10
2.3.3.3 Control punto a punto	10
2.3.3.4 Control Maestro-Esclavo	10
2.4 Sistemas de Comunicaciones en Microgrids	10
2.4.1 Arquitectura de la red de Comunicaciones	10
2.4.1.1 Sistema de gestión	11
2.4.1.2 Infraestructura de Comunicaciones	11
2.4.2 Estándares y Protocolos	13
2.4.2.1 Enlaces Físicos de Comunicación	18
2.4.3 Requerimientos de los Sistemas de Comunicaciones	19
2.5 Estándar IEC61850	20
2.5.1 Interfaz de Servicios de Comunicación Abstracta (ACSI)	22
2.5.1.1 Modelo de Datos	22
2.5.1.2 Modelo de Servicios	23

2.5.1.3	Perfiles de comunicación - MMS, SMV, GOOSE, SNTP, GSSE	23
2.5.1.4	Mapeo a protocolos reales	25
2.5.2	Lenguaje de Configuración de Subestaciones (SCL)	27
2.5.3	Arquitectura de Subestación	27
2.5.4	Beneficios de la norma IEC 61850	28
2.6	Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's)	29
2.7	Librería <i>libiec61850</i>	30
2.8	Conclusiones	32

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE LA PLATAFORMA EXPERIMENTAL

	"Micro-redUV"	33
3.1	Introducción	33
3.2	Nivel de Proceso	35
3.2.1	Cargas Controladas (P,Q)	36
3.2.2	Generador Síncrono	36
3.2.3	Almacenamiento	36
3.2.4	Sistema Fotovoltaico	37
3.2.5	Sistema Eólico	37
3.2.6	Módulo EzKit-21369	37
3.2.7	Bus de Proceso	37
3.3	Nivel de Bahía	39
3.3.1	Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)	39
3.3.2	Sincronización de tiempos mediante PPS	40
3.3.2.1	Modulo Microstack GPS	41
3.3.2.2	PPS (Pulse per Second)	41
3.3.2.3	Raspberry pi 2 B	41
3.4	Nivel de Estación	42
3.4.1	Bus de Estación	42
3.5	Conclusiones	43

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

4.1	Introducción	44
4.2	Generación	45
4.3	Digitalización	45
4.3.1	Gestión de la Comunicación en la Unidad de Procesamiento	46
4.4	Transmisión	47

ÍNDICE GENERAL

4.5	Monitoreo	47
4.5.1	Implementación Protocolo IEC 61850 en el IED	48
4.5.1.1	Creación del Modelo De Dispositivo	48
4.5.1.2	Mapeo de Variables	49
4.5.1.3	Creación del Servidor IEC 61850	50
4.5.1.4	Compilación y Ejecución	52
4.6	Etapa de Gestión	52
4.7	Conclusiones	53
PRUEBAS Y RESULTADOS		54
5.1	Introducción	54
5.2	Caso de validación 1: Simulación de un Sistema Fotovoltaico con comunicación a un servidor IEC 61850	55
5.3	Caso de validación 2: Simulación de 4 Sistemas Fotovoltaicos con comunicación horizontal entre servidores	61
5.4	Caso de validación 3: Control de Frecuencia y Voltaje utilizando Inversores en Conexión en Paralelo	71
5.5	Análisis General	73
5.6	Conclusiones	74
CONCLUSIONES GENERALES		75
TRABAJOS FUTUROS		77
ANEXOS		79
A.1	Organización Código de Programación Del Proyecto <i>libiec61850</i>	79
A.2	Compilación y Generación de Modelos Estáticos Para IEDs Desde Archivos .ICD	80
A.3	Compilación Servidor IEC 61850	81
BIBLIOGRAFÍA		82

Índice de figuras

2.1	Esquema general de las <i>Smart Grid</i> ¹	4
2.2	Esquema general de una <i>Microgrid</i>	5
2.3	Microgrids en AC (a) y DC (b)[Jackson et al., 2013].	7
2.4	Estructura típica de una microgrid [Hatziargyriou, 2014].	9
2.5	Tipos de topologías para redes HAN [ITU, 2011]	12
2.6	Topologías para redes NAN [ITU, 2011]	13
2.7	Sistemas de comunicaciones en Microgrids [Bani-Ahmed et al., 2014]	14
2.8	Flujo de datos en una Microgrid [Bani-Ahmed et al., 2014]	15
2.9	Perfiles de comunicación IEC61850 [Liang and Campbell, 2008], [Dehalwar et al., 2015]	24
2.10	Ejemplo anatomía de un nombre de objeto según IEC 61850-8-1 [Mackiewicz, 2010]	25
2.11	Arquitectura general de la subestación según IEC61850 [Liang and Campbell, 2008]	27
2.12	Esquema general IED	30
2.13	API para servidor según librería <i>libIEC61850</i> , [Zillgith, 2016]	31
2.14	API para cliente según librería <i>libIEC61850</i> , [Zillgith, 2016]	31
3.15	Esquema general del proyecto <i>Micro-red UV</i> [Zambrano et al., 2016]	34
3.16	Esquema general propuesto para el sistema de comunicaciones	35
3.17	Módulo de desarrollo EzKit-21369	38
3.18	Esquema de conexiones para la comunicación serial entre el raspberry pi y el módulo DSP	38
3.19	Raspberry pi 2B utilizado como sistema IED	40
3.20	Descripción del dispositivo GPS [Microstack, 2014]	41
3.21	Conmutador iES10GF [ies, 2014]	43
4.22	Etapas generales del funcionamiento del sistema de comunicaciones implementado	44
4.23	Partes del control local de cada inversor [Zambrano et al., 2016]	46

ÍNDICE DE FIGURAS

4.24 Rutina de programación en unidad de procesamiento (DSP 21369)	47
4.25 Pasos básicos para la implementación del protocolo IEC 61850 sobre el sistema embebido	48
4.26 Pasos básicos en la operación del IED Server	51
5.27 Esquema general para validar transferencia de datos en el IED	55
5.28 Validación de transferencia de datos a través del IED	57
5.29 Pila de protocolos ilustrado mediante Wireshark	58
5.30 Servicios soportados.	58
5.31 Solicitud confirmada, identificada “lectura” como tipo de servicio	59
5.32 Respuesta a la solicitud de lectura. Variable en punto flotante.	60
5.33 Dialogo entre Cliente y Servidor	60
5.34 Esquema de comunicación por agentes utilizado en la prueba de validación	61
5.35 Captura de paquetes de datos para mensajes SV salientes usando Wireshark	63
5.36 Captura de paquetes de datos para mensajes SV entrantes usando Wireshark	64
5.37 Variables recibidas en IED1 desde IED2	65
5.38 Variables recibidas en IED1 desde IED3	65
5.39 Variables recibidas en IED1 desde IED4	66
5.40 Variables recibidas en IED2 desde IED1	66
5.41 Variables recibidas en IED2 desde IED3	67
5.42 Variables recibidas en IED2 desde IED4	67
5.43 Variables recibidas en IED3 desde IED1	68
5.44 Variables recibidas en IED3 desde IED2	68
5.45 Variables recibidas en IED3 desde IED4	69
5.46 Variables recibidas en IED4 desde IED1	69
5.47 Variables recibidas en IED4 desde IED2	70
5.48 Variables recibidas en IED4 desde IED3	70
5.49 Esquema de dos inversores con conexión en paralelo	71
5.50 Valores de frecuencia (superior) y valores de compensación (inferior) en inversores maestro y esclavo	72
5.51 Contribución de potencias de los inversores maestro y esclavo	73

Índice de tablas

2.1	Tipos de estructuras de comunicaciones [Fan et al., 2013],[Gaona Garcia et al., 2014]	12
2.2	Principales organismos de normalización y estándares en el contexto de Smart Grids [Momoh, 2012]	16
2.3	Estándares para los distintos niveles de la red eléctrica [Momoh, 2012] .	17
2.4	Resumen de estándares IEC y su importancia en las redes inteligentes [Roadmap, 2010]	18
2.5	Partes del estándar IEC61850	21
2.6	Nodos lógicos [Elgargouri et al., 2013]	23
2.7	Tipos de mensaje dentro de la norma IEC 61850	24
2.8	Mapeo objetos IEC61850 a objetos MMS [Mackiewicz, 2010]	26
2.9	Mapeo principales servicios IEC61850 a servicios MMS [Mackiewicz, 2010] 26	
4.10	Secciones en el archivo de configuración .ICD para el modelo de dispositivo [abb, 2011]	49
4.11	Mapeo general de datos para las variables más relevantes en cada inversor	50
4.12	Relación entre mapeo de datos y campos del IED	50
5.13	Configuración de dispositivos para el caso de validación 1	56
5.14	Parámetros del módulo fotovoltaico	56
5.15	Comportamiento de la irradiancia en cada modelo fotovoltaico	62
5.16	Configuración de dispositivos para el caso de validación 2	62
5.17	Configuración básica para cada elemento publicador	62
5.18	Mapeo de la información para la prueba de validación 2	64
5.19	Latencia promedio en la recepción de los datos para cada IED	71
A.20	Archivos contenidos en cada carpeta de compilación	80

INTRODUCCIÓN GENERAL

El problema del cambio climático es una de los principales preocupaciones de la humanidad en las ultimas décadas. De los distintos sectores responsables, el sector energético es uno de los principales focos de investigación debido a su alto impacto sobre los recursos naturales existentes. Estas preocupaciones han incentivado el desarrollo de soluciones que aporten a la disminución de los factores contaminantes y a incentivar el uso de energías alternativas mas amigables con el medio ambiente. El incremento en los precios de la electricidad, la escasez de fuentes de combustible fósil y las preocupaciones por las emisiones de gases que causan el efecto invernadero han llamado por la modernización de las redes eléctricas, en las cuales las tecnologías de información y comunicación juegan un papel fundamental [Erol-Kantarci and Mouftah, 2015].

El continuo desarrollo tecnológico ha brindado nuevos elementos que han permitido hacer mas eficiente y sustentable la red eléctrica para asegurar una alta confiabilidad del suministro energético. Considerando la próxima generación de redes eléctricas, las *Smart Grids* (Redes Inteligentes de Energía) han transformado la interconexión entre los consumidores y generadores de energía eléctrica. Estas involucran la transmisión, distribución y generación de electricidad de manera dinámica posibilitando el flujo de electricidad e información bidireccional para crear un sistema automatizado y distribuido de energía [Bharothu et al., 2014].

Las *Microgrids* (Redes de Energía de Pequeña Escala) están enmarcadas dentro de las *Smart Grids* y hacen parte fundamental de estas. Una *Microgrid* puede ser definida como una interconexión de dispositivos almacenadores de energía, fuentes de energía distribuida (*DERs-Distributed Energy Resources*) y cargas dentro de los límites definidos que actúan como una entidad controlable. Su propósito es brindar un sistema eléctrico confiable cuando esta conectado a la red eléctrica principal, cuando esta operando en modo aislado y durante la transición entre estos dos estados [Bani-Ahmed et al., 2014].

Generalmente las fuentes de energía renovables (solar y eólica) tienen dependencia directa de factores climáticos y producen variaciones constantes, generando cambios en la operación normal de la microgrid. Así, se hace necesario la presencia de un sistema de comunicaciones que tenga la robustez suficiente para gestionar la información de cada elemento presente en el sistema y permita la operación normal de la microgrid ante los posibles disturbios que puedan entorpecer su funcionamiento, ya

INTRODUCCIÓN GENERAL

sea en las fuentes de generación, en los sistemas de gestión o de control.

El presente trabajo esta enmarcado dentro del proyecto “*Micro-red UV*” en el cual se construyó una microgrid (descrita en 3.1) que integra cuatro fuentes de energía; solar, eólica, sistema de baterías y un generador síncrono. Además de la inclusión de cargas lineales y no lineales. Para la correcta integración de las fuentes de energía se construyeron convertidores AC/DC, DC/DC según la necesidad. El aporte de este proyecto se enfoca en el sistema de comunicaciones necesario para la armonización en el funcionamiento del sistema general.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Introducción

El crecimiento poblacional a nivel mundial de las últimas décadas ha generado un alto impacto en la demanda de las necesidades básicas de las personas. Así, el sector energético se ha visto a prueba para responder a una demanda creciente. Más aún cuando la forma de atender el despacho de energía ha permanecido del mismo modo que décadas pasadas [Güngör et al., 2011].

Este paradigma ha cambiado en los países más desarrollados que han actualizado su red eléctrica implementando los conceptos relacionados con las redes inteligentes o Smart Grids. El auge en el aprovechamiento de las energías limpias (eólica y solar) y la constante evolución de las tecnologías especialmente en el sector de las telecomunicaciones, ha impulsado el desarrollo y la implementación de las redes inteligentes.

Las redes inteligentes o Smart Grids hacen referencia a una red eléctrica con infraestructura moderna para brindar eficiencia, confiabilidad y seguridad en su operación, aprovechando las energías renovables y alternativas y utilizando control automatizado y modernas tecnologías de comunicación [Güngör et al., 2011].

Dentro de las redes inteligentes existe el concepto de *Microgrid* (Micro-red) para redes de menor escala y capacidad, que en base a fuentes distribuidas de energía pueden aportar energía a la red principal en su modo interconectado a la red, o en su modo aislado, cumpliendo con las necesidades de las distintas cargas que no cuentan con el servicio de energía de la red eléctrica principal del proveedor de servicios públicos.

El presente capítulo abarca los conceptos de las redes inteligentes enfocándose en las microgrids. Se tratan los distintos modos de operación que pueden tener, las clases de microgrids existentes y algunas clasificaciones según la estructura o por los esquemas de control implementados. Debido a que el tema principal está relacionado con los sistemas de comunicaciones dentro de las microgrids se muestran arquitecturas, infraestructuras y requerimientos mínimos relacionadas con los sistemas de comunicaciones. Además de los protocolos o estándares que más han evolucionado para el manejo de sistemas de potencia y redes inteligentes. El proyecto “Micro-red UV” es el primer desarrollo que el grupo de investigación en control industrial- GICI-

realiza en el contexto de redes inteligentes, por lo que la revisión bibliográfica tiene un papel fundamental para todas las etapas del proceso, desde su concepción hasta la ejecución, permitiendo esclarecer múltiples conceptos e introduciendo las nuevas tecnologías que contribuyen al tema.

Por último se relacionan los distintos organismos encargados de las normas y recomendaciones para implementar sistemas de comunicaciones y los estándares más reconocidos dentro de las redes inteligentes por sus prestaciones al sistema. Por los avances en términos de interoperabilidad se hace énfasis en la norma IEC 61850 ilustrando las partes principales de ésta, abordando sus modelos de datos y servicios y los distintos protocolos y lenguajes de configuración necesarios para implementar todos los conceptos relacionados a la norma. Además, se relaciona la librería de código abierto “*libiec61850*” que permite implementar algunos servicios de la norma que son útiles para la ejecución del actual proyecto.

2.2 Smart Grids

El término *Smart Grid* define una red auto-sostenible equipada con técnicas de optimización dinámicas que usan las mediciones en tiempo real para reducir pérdidas, mantener niveles de voltaje, mejorar la confiabilidad y la gestión de activos. Los datos operacionales recolectados por la smart grid y sus subsistemas permite a los operadores del sistema identificar rápidamente las mejores estrategias para afrontar contingencias presentadas en el funcionamiento de la red eléctrica[Momoh, 2012].

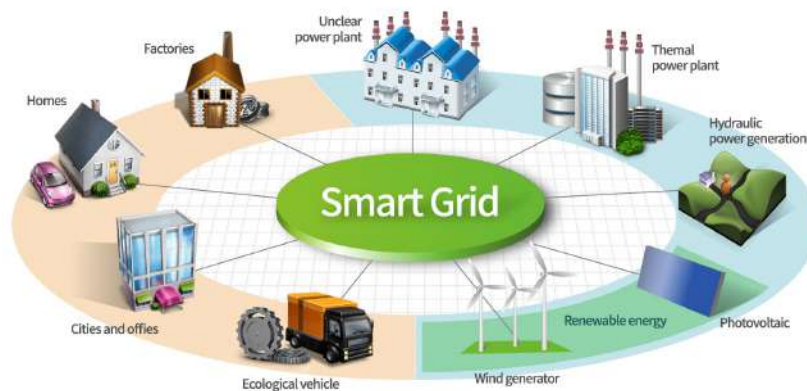


Figura 2.1. Esquema general de las *Smart Grid*²

Las smart grids integran sensado avanzado, funcionalidades de control y comunicaciones en la operación de la red eléctrica con el propósito de mejorar la

²Tomado de http://www.naonworks.com/old/inc_html/sub2_3.html

eficiencia, confiabilidad, seguridad y la reducción de emisiones contaminantes. Entre sus objetivos están incrementar la eficiencia integrando energías renovables a la red y emplear el manejo de demanda inteligente adoptando técnicas para reducir pérdidas sobre las líneas eléctricas[Erol-Kantarci and Mouftah, 2015].

La figura 2.1 ilustra un esquema general de una Smart Grid. Aquí se puede observar la participación de distintas fuentes de energía, renovables y no renovables, además de la inclusión del usuario final desde diversos contextos (industrial, automotriz, del hogar, etc), todos integrados a diversos sistemas de control, comunicaciones, sensado inteligente, niveles de gestión de la información que contribuyen a la concepción de la Smart Grid.

Entre los agentes más relevantes dentro de las Smart Grid se han enmarcado las *microgrids*. A una escala mucho menor, tienen como componentes principales a las fuentes de energía renovable, fuentes de almacenamiento, sistemas de control y gestión, etc.

2.3 Microgrids

Las *Microgrids* abarcan sistemas de distribución en baja tensión con fuentes de energía distribuida *DERs-Distributed Energy Resources*(micro-turbinas, células de combustible, paneles foto-voltaicos, generadores eólicos, etc) junto con dispositivos almacenadores de energía (volantes de inercia, ultra-capacitores, baterías) y cargas flexibles.

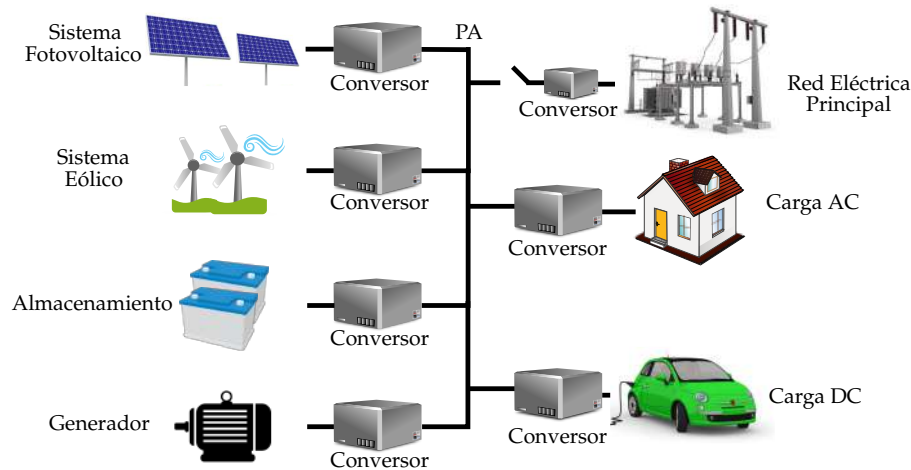


Figura 2.2. Esquema general de una *Microgrid*

Estos sistemas pueden operar de manera no autónoma, si se encuentran interconectadas a la red principal de suministro de energía, o de manera autónoma si están desconectadas de la red principal. El manejo de las fuentes de energía en la red puede brindar distintos beneficios al rendimiento del sistema si es

manejada y coordinada eficientemente [Hatziargyriou, 2014]. La figura 2.2 muestra un esquema general del concepto de la microgrid, con las diferentes DERs, sistemas de almacenamiento, generadores, cargas de ac-dc y los sistemas de conversión necesarios para integrar a un punto de acople PA que puede estar conectado a la red principal de energía.

Una microgrid tiene la capacidad de importar y exportar energía de forma flexible desde y hacia la red principal, controlar el flujo de potencia activa y reactiva, y gestionar el almacenamiento de energía [Gaona Garcia et al., 2014]. Las distintas fuentes de energía utilizadas no pueden ser conectadas directamente a la red, por lo que se hace necesario tener interfaces electrónicas DC/AC (*inversores*) ó AC/DC encargados de ser el puente entre las fuentes energéticas y la red eléctrica, y en donde su control debe ser cuidadosamente diseñado para la correcta operación de la microgrid. Ésta puede trabajar en dos diferentes modos de funcionamiento.

Modo no autónomo ó conectado a la red: En este modo de funcionamiento la microgrid es usada por la red principal o en determinado momento puede suplir las necesidades de las cargas del sistema cuando la red principal se encuentra fuera de servicio. Múltiples microgrids pueden ser integradas a la red eléctrica donde cada microgrid es vista como una parte integral del sistema de distribución de energía.

En **Modo aislado ó autónomo** la microgrid está desconectada de la red principal y opera de manera autónoma atendiendo solamente cargas dentro de sus límites. Un sistema de control es necesario para acoplar la frecuencia y el voltaje de las diferentes fuentes de energía y ser integradas en un linea principal. Por este motivo son indispensables las interfaces electrónicas de potencia que aseguren los niveles necesarios para el correcto funcionamiento del sistema [Bi et al., 2010]. Cuando la red eléctrica principal queda fuera de servicio por sobrecargas, mantenimiento, accidentes etc, se realiza la transición entre el modo conectado a la red y el modo autónomo. Una vez restablecido el servicio de la red principal el sistema de control se encarga de sincronizar e interconectar los sistemas de nuevo realizando la transición hacia el modo conectado a la red [Bani-Ahmed et al., 2014].

2.3.1 Clases de microgrids

Una forma de clasificar las microgrids está basada en la forma de onda de la señal de tensión generada, siendo de corriente directa (DC) o en corriente alterna (AC). En las microgrids en DC las diferentes fuentes de generación, sistemas de almacenamiento y cargas son conectadas a través de inversores a un bus (nodo) DC. Dentro de este tipo de microgrids es posible trabajar con tensiones resultantes de la rectificación de sistemas AC monofásicos o trifásicos o con tensiones DC típicas (48V típicos). En microgrids en AC los sistemas de generación y cargas son conectadas a través de inversores a un bus (nodo) AC. Los sistemas de almacenamiento y las cargas en DC requieren de inversores que adecuen la energía del bus AC a sus características. Es posible dividir este tipo de

redes de baja y media tensión al igual que por el tipo de sistema (monofásico ó trifásico) [Gaona García et al., 2014].

La figura 2.3 resume las dos clasificaciones. En la figura 2.3a se integran fuentes de energía en DC (sistemas fotovoltaicos y celdas de combustible) hacia un PCC (punto de acoplamiento común) en AC. Cada fuente utiliza interfaces electrónicas que las adaptan a tensiones en corriente alterna. La generación del sistema eólico es por naturaleza en AC, por lo que se requiere una etapa de rectificación y de inversión. En la figura 2.3b el PCC es de tensión en DC, las fuentes necesitan adaptarse al este tipo de tensión. Para el sistema fotovoltaico y las celdas de combustible se facilita su adaptación, mientras que el sistema eólico necesita de sistemas de conversión extra para su adaptación.

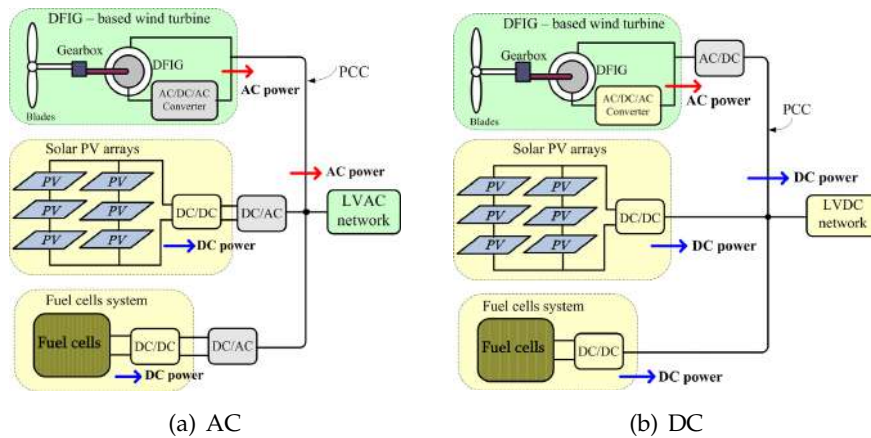


Figura 2.3. Microgrids en AC (a) y DC (b)[Jackson et al., 2013].

2.3.2 Clasificación Por Estructura

En cuanto a la estructura, las microgrids pueden tener esquemas centralizados o descentralizados.

2.3.2.1 Esquema Centralizado

La principal responsabilidad de maximizar las características eléctricas y optimizar la operación de la microgrid recae sobre el controlador central el cual basado en precios de electricidad, costos de combustibles y en aspectos de seguridad de la red determina la cantidad de energía que la microgrid debería recibir/entregar desde/hacia la red principal, optimizando su producción local o capacidades de consumo. El escenario óptimo se implementa controlando las micro-fuentes y cargas controlables dentro de

la microgrid enviando señales de control desde el nivel de gestión hasta el nivel de campo. Es necesario monitorear la potencia activa y reactiva de todos los componentes [Hatziaargyriou, 2014].

2.3.2.2 Esquema Descentralizado o Distribuido

La idea de control descentralizado se ha hecho muy popular actualmente en las microgrids y dentro de otros sistemas eléctricos. El enfoque a diseñar y desarrollar sistemas descentralizados esta basado en la teoría de sistemas multi-agente (*MAS-Multi-Agent Sistem*). Un agente puede ser entendido como una pieza/sistema hardware o software que puede percibir cambios en su entorno mediante sensores y responder a través de actuadores teniendo la posibilidad de interactuar con otros agentes a su alrededor de distintas formas [Logenthiran et al., 2010]. La idea principal es que un proceso de control autónomo es asumido por su respectivo elemento controlable, llamados *inversores*, generadores distribuidos o cargas.

La teoría de sistemas multi-agentes describe los algoritmos de coordinación, la comunicación entre agentes y la organización del sistema en su totalidad [Hatziaargyriou, 2014]. Aunque la teoría de sistemas multi-agentes ofrece una configuración que puede aportar grandes beneficios a un sistema, para la ejecución del actual proyecto no es utilizada, aunque el esquema de comunicaciones propuesto tiene soporte para aplicaciones de control de este tipo. Generalmente un agente se caracteriza por:

- a) Ser una entidad física (o virtual) que actúa en el entorno y tiene la posibilidad de cambiarlo por sus acciones.
- b) Tener la posibilidad de comunicarse con cada agente del sistema.
- c) Poseer cierto nivel de autonomía, lo cual significa que pueden tomar decisiones sin necesidad de recibir comandos de un controlador central.
- d) Tener representación parcial o no tener ninguna representación de todo sistema.
- e) Poder generar cierto comportamiento y tendencia a satisfacer ciertos objetivos usando recursos, habilidades y servicios.

La figura 2.4 ilustra algunas partes de la infraestructura de control y gestión de una microgrid para operar en modo distribuido y en la cual se muestran los elementos básicos que puede poseer según la estructura propuesta. Aquí se parte de las diferentes fuentes de energía distribuidas como sistemas fotovoltaicos (PV), microturbinas, celdas de combustible, aplicaciones de energía y calor combinadas (CHP-Combined heat and power) y elementos de almacenamiento como volantes de inercia (Flywheels). Cada elemento con un controlador local (MC-microgrid/microsource controller) y medidor electrónico (EM-Electronic Meter), piezas hardware o software encargadas

de controlar y monitorear las fuentes de energía distribuida, cargas y almacenamiento, donde se integran a un punto de acople común y a un controlador central de la microgrid (MGCC) responsable de controlar los elementos locales y enlazar a los distintos sistemas de gestión (ESCO, DSO, SCADA).

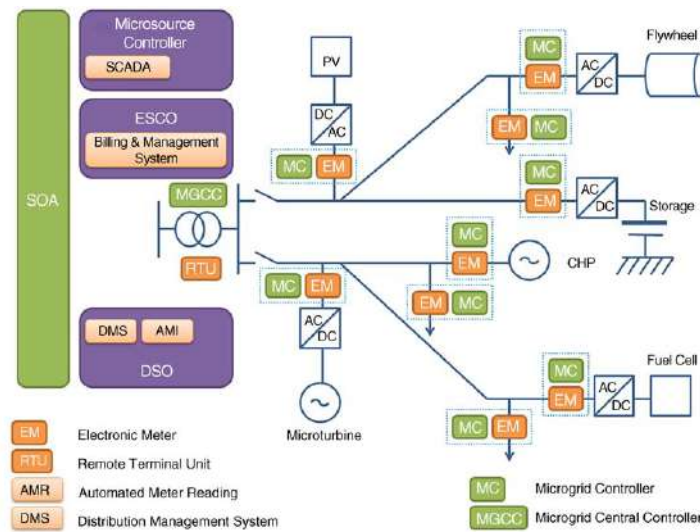


Figura 2.4. Estructura típica de una microgrid [Hatzigiorgiou, 2014].

2.3.3 Clasificación Por Esquemas de Control

Debido a la intermitencia de las fuentes de energía renovable, las microgrids necesitan estrategias de control para una operación fiable. Los *inversores electrónicos* son los componentes principales de las microgrids en modo autónomo y en modos de conexión a la red. Estos son responsables del control de potencia activa y reactiva para mantener la confiabilidad en la energía compartida entre los generadores de energía renovable. En modo autónomo los generadores distribuidos son responsables por el control de frecuencia y voltaje de la microgrid. De forma similar a los sistemas de potencia, el control *droop* de potencia/frecuencia es implementado para los controladores dentro de las microgrids [Narejo and Ammar, 2015].

2.3.3.1 Control de Potencia Activa y Reactiva

Es también conocido como esquema de control PQ, donde P representa la potencia activa y Q la potencia reactiva. Su propósito está en controlar las salidas activas y reactivas de la microgrid en modo autónomo y conectada a la red.

2.3.3.2 Control Droop

El control *droop* o control de caída se utiliza para inversores en paralelo, no se requiere comunicación alguna con otras unidades de generación de energía o al menos no comunicaciones de alta velocidad. Aquí existe una relación lineal en la potencia activa-frecuencia y la potencia reactiva-voltaje. Cada módulo fija su referencia de fase y tensión en función de la carga (potencias activas y reactivas consumidas).

2.3.3.3 Control punto a punto

En este esquema de control todo controlador de fuentes generadoras debe cambiar de acuerdo a la carga deseada sin ningún tipo de comunicación con otras fuentes y localizaciones. Esto se puede hacer utilizando métodos de control *droop*.

2.3.3.4 Control Maestro-Esclavo

Como su nombre lo indica la estrategia contempla un control maestro y todos los demás controladores se rigen por las regulaciones del control maestro. En modo autónomo el control maestro es responsable del voltaje de la red y regulaciones en frecuencia. Éste esquema de control usa técnicas de control *droop* de Voltaje/frecuencia.

2.4 Sistemas de Comunicaciones en Microgrids

El desarrollo de las tecnologías en el campo de las comunicaciones ha permitido renovar el tradicional concepto de la red eléctrica mostrando la necesidad de un sistema bi-direccional de información que integre las exigencias desde la demanda hasta el sector de producción energética. Así, es de gran importancia buscar un funcionamiento óptimo al integrar nuevas fuentes de generación eléctrica, como las fuentes de energía eólica y solar, las cuales se caracterizan por operación intermitente debido a las variaciones de las condiciones climáticas. Esas variaciones pueden alterar la estabilidad de la microgrid, por lo cual se requiere tener disponible toda la información respecto a la oferta, la demanda, la gestión y el control, y así lograr corregir su funcionamiento [Safdar et al., 2013].

2.4.1 Arquitectura de la red de Comunicaciones

Para la correcta operación de una microgrid es necesario contar con bloques fundamentales como *El sistema de gestión y la infraestructura de comunicaciones*.

2.4.1.1 Sistema de gestión

En este sistema se incluyen los sistemas de sensado, algoritmos de control y sistemas actuadores.

El sistema de sensado incluye infraestructura de medición avanzada (AMI-*Advanced Metering Infraestructura*), transformadores de voltaje y corriente, y unidades de medida fasorial (PMU-Phasor Measurement Units). Las AMI proveen dos vías de comunicación entre clientes y los sistemas de gestión de datos medidos que comprenden sistemas hardware y software que recolectan los datos de los consumidores a través de los sensores/medidores enviándolos al proveedor de servicios de manera alámbrica o inalámbrica. También se incluyen funciones de almacenamiento de datos, información geográfica y rastreo de flujo de potencia etc [Safdar et al., 2013].

Por su parte, los algoritmos de control consisten en plataformas computacionales y sistemas operacionales que de forma bidireccional manejan el flujo de potencia. Reciben datos, analizan y calculan una acción deseada. Este sistema responde a la demanda de potencia y a la gestión para cargas compartidas. Ha sido implementado tradicionalmente en modelos centralizados como los SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)[Safdar et al., 2013].

El sistema de gestión utiliza la información de sensado, control y actuación, para realizar las funciones de gestión de energía, operaciones de transmisión, distribución y organización regional.

2.4.1.2 Infraestructura de Comunicaciones

La infraestructura de comunicaciones es de gran importancia y se considera uno de los pilares fundamentales en la operación de una microgrid. Sirve de enlace para transmitir la información y los datos de los distintos elementos presentes como fuentes de generación, sistemas de distribución etc, a los bloques de gestión que aseguran la estabilidad para el buen funcionamiento de la microgrid. La infraestructura esta muy ligada al tipo de algoritmos de control implementados, teniendo también aproximaciones o configuraciones típicas con arquitecturas centralizadas o distribuidas.

Dependiendo del rango de aplicación, [Fan et al., 2013] presenta una clasificación de estructuras de redes de comunicaciones clasificadas en: redes de área domestica **HAN**(*Home Area Network*), redes de área vecina **NAN** (*Neighborhood Area Network*) y redes de área extensa **WAN**(*Wide Area Network*). La tabla 2.1 resume las estructuras, sus características y las posibles tecnologías a implementar dependiendo del entorno y las necesidades de implementación.

HAN: Son redes bidireccionales de comunicación enfocadas en distancias cortas y al uso de aplicaciones y dispositivos al interior del hogar. Hacen uso de los

Tipo de red	Distancia	Requerimientos de tasa de transmisión de dato	Tecnologías potenciales
HAN	10m	Dependiendo del tipo de aplicación, generalmente baja tasa para información de control	ZigBee, Wi-Fi, Ethernet, PLC
NAN	100m	Depende de la densidad de nodos sobre la red (por ejemplo, 2Kbps en el caso de 500 metros enviando 60 bytes de medición cada 2 minutos por NAN)	ZigBee, Wi-Fi, PLC, red celular (GPRS, EDGE)
WAN	10Km	Dispositivos de gran capacidad como router/switch de alta velocidad (100 Mbps a pocos Gbps)	Ethernet, WiMax, 3G/LTE, fibra optica, microondas

Tabla 2.1. Tipos de estructuras de comunicaciones [Fan et al., 2013],[Gaona Garcia et al., 2014]

medidores inteligentes que recolectan información en tiempo real para realizar un adecuado manejo de la energía utilizando variables de potencia, corriente, frecuencia y voltaje. Debido a sus características informativas no exigen velocidades de transmisión extremas lo que posibilita bajos costos y conexiones flexibles [Bani-Ahmed et al., 2014][Fan et al., 2013]. Existen diversas formas de interconexión dependiendo del medio físico de conexión y del protocolo de comunicaciones, algunas topologías son: *bus*, *árbol* y *malla* [Gaona Garcia et al., 2014]. La figura 2.5 muestra las tres topologías de red nombradas anteriormente.

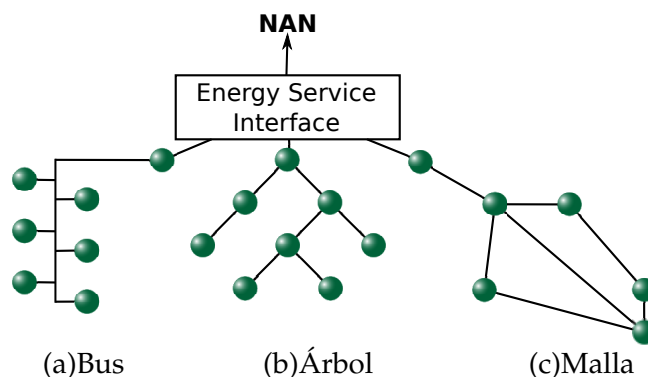


Figura 2.5. Tipos de topologías para redes HAN [ITU, 2011]

El bloque de interfaz del servicio de energía (Energy Service Interface-ESI) sirve de puente de salida hacia la red principal del prestador de servicios públicos a través de redes NAN.

FAN o NAN: Tiene enlaces bidireccionales entre las estaciones de control y las de usuarios. Esta red está soportada sobre la infraestructura avanzadas de medición (AMI-Advanced Metering Infrastructure), la distribución automática

avanzada (ADA-*Advanced Distribution Automation*) y la integración de las fuentes renovables. Para el intercambio de información al exterior de una HAN es necesario implementar una interfaz de servicio de energía (ESI-*Energy Service Interface*) que en la FAN provee conexión externa con el resto de la red para el acceso a la información de la medición y las funciones de la respuesta de la demanda [Safdar et al., 2013]. Permite monitorear y controlar las redes de distribución para mejorar el despacho de energía. Las posibles topologías de red se muestran en la figura 2.6

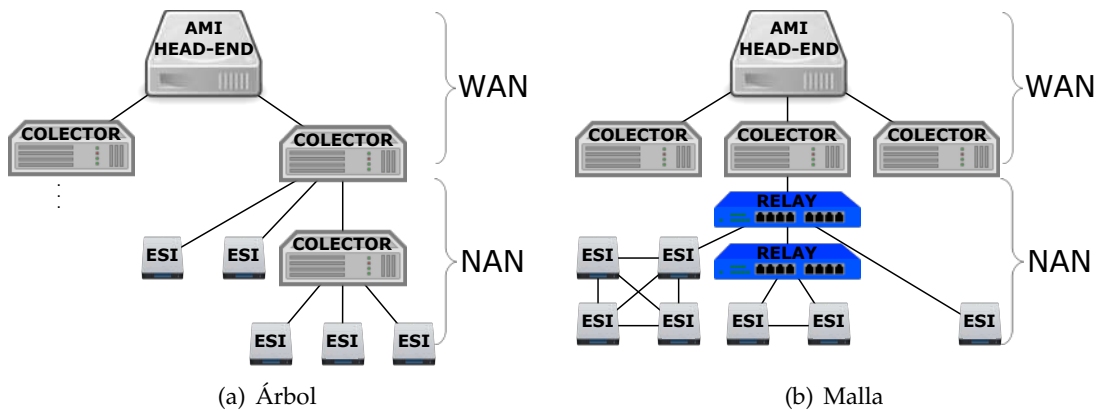


Figura 2.6. Topologías para redes NAN [ITU, 2011]

WAN: Cualquier red mas allá de una FAN o del ultimo punto de agregación de información de medición pertenece a una WAN. Estos esquemas son de anchos de banda superiores a los de la FAN con comunicación bidireccional para largas distancias que tienen aplicaciones de monitorio efectivo y aplicaciones de sensado. Es una red crítica para respuestas en tiempo real y cambios de modo seguro, especialmente cuando la microgrid opera en modo interconectado a la red a través del punto de acoplamiento común (PCC-*Point of common coupling*) [Gaona Garcia et al., 2014].

Es de notar que la infraestructura de comunicaciones dentro de una microgrid debe caracterizarse por ser escalable, confiable, segura y de fácil manejo [Safdar et al., 2013].

2.4.2 Estándares y Protocolos

Uno de los factores más relevantes para el buen funcionamiento de las arquitecturas de control propuestas en una microgrid es la correcta combinación de los sistemas de comunicación. Esta integración puede realizarse utilizando un conjunto de protocolos de internet, de los cuales el protocolo TCP/IP tiene gran importancia por ser ampliamente utilizado.

Los sistemas de control se apoyan en distintos protocolos de comunicación que

permiten el intercambio de información de los elementos que componen los sistemas de potencia y los dispositivos electrónicos inteligentes (*Intelligent Electronic Device -IED*). Los IEDs son los encargados de recibir información desde los sensores para emitir acciones de control sobre los dispositivos de almacenamiento, fuentes de energía distribuida, cargas etc [Bani-Ahmed et al., 2014]. La figura 2.7 ilustra de manera general un sistema de comunicación para una microgrid con los sistemas más relevantes como las fuentes de energía distribuida, elementos almacenadores, sistemas de monitoreo y registro. Todos enlazados por la red de interconexión.

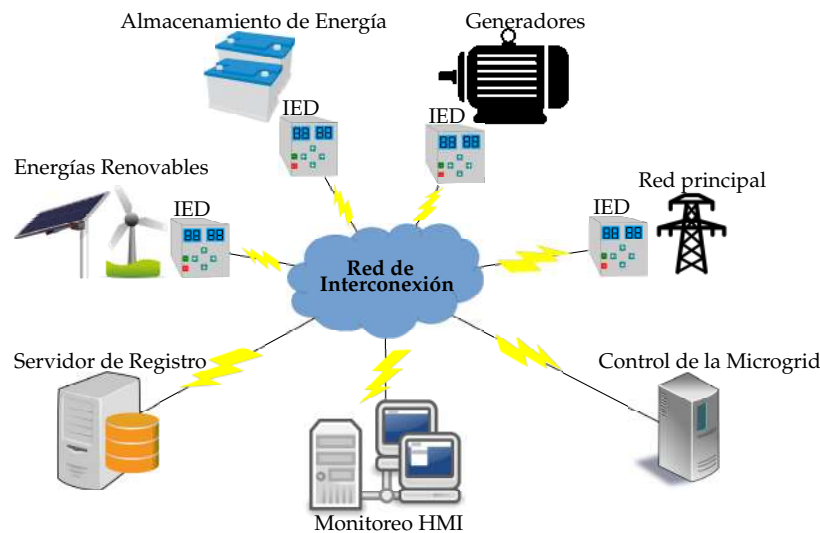


Figura 2.7. Sistemas de comunicaciones en Microgrids [Bani-Ahmed et al., 2014]

Los IEDs se encargan de recibir los valores de las distintas variables de las fuentes de energía distribuida (*Distributed Energy Resource-DER*) transmitiéndolos al sistema de control de la microgrid, el cual basado en su arquitectura y en las referencias impuestas desde un sistema supervisor decide las acciones pertinentes convirtiéndolas en señales de control que retornan a los IEDs y se comunican a la respectiva fuente distribuida o carga.

La figura 2.8 ilustra el flujo de datos descrito. La información detallada de las características y configuraciones necesarias para el funcionamiento de un IED (Dispositivo Electrónico Inteligente) se presentarán en la sección 2.6.

Una norma o estándar es un consenso aprobado por un organismo reconocido en el campo de acción en el cual se adoptan especificaciones que establecen la conveniencia de un producto para un uso particular o que precisan las reglas, guías o características de la función y rendimiento de un dispositivo o sistema.

En el contexto de las Smart Grid y microgrid, existen gran cantidad de organismo de normalización tales como el *National Institute of Standards and Technology (NIST)*, *International Electrotechnical Commission (IEC)*, *Institute of Electrical and Electronic*

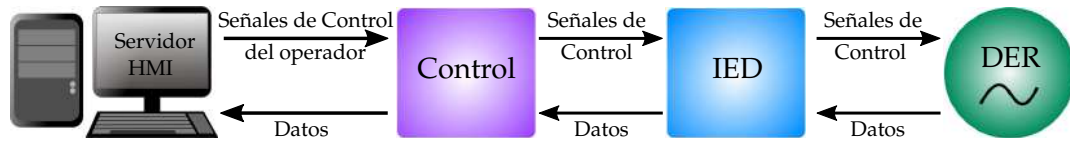


Figura 2.8. Flujo de datos en una Microgrid [Bani-Ahmed et al., 2014]

*Engineers(IEEE), Internet Engineering Task Force (IETF), American National Standards Institute (ANSI), entre otros, los cuales le han designado un papel importante al concepto de *interoperabilidad* para distintos escenarios en la industria y especialmente en los sistemas de energía eléctrica [Momoh, 2012].*

La *interoperabilidad* es un término que expresa la habilidad para el intercambio de información entre dos sistemas y el uso de esa información libre de restricciones o limitaciones. En el marco de las Smart Grid y microgrids, la necesidad de interconexión entre fuentes de generación, redes de distribución de energía y los consumidores exige a multiples tecnologías y estandares convivir e integrar sin problemas todos los componentes del sistema (equipos de medida, monitoreo) existentes o futuros independiente del tipo de fabricante [Fan et al., 2013]. El concepto de interoperabilidad designado por la NIST incluye las siguientes aplicaciones [Momoh, 2012]:

- Respuesta a la demanda y eficiencia energética del consumidor.
- Conocimiento de la situación en zonas amplias.
- Almacenamiento eléctrico.
- Transporte eléctrico.
- Gestión de medición avanzada.
- Gestión de la distribución de redes.

Las tablas 2.2 y 2.3 resumen los principales organismos de normalización en el marco de las microgrid y Smart Grid y diversos estándares para los diferentes niveles de la red eléctrica.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Organismo de Normalización	Descripción de Funciones	Aplicaciones	
The International Electrotechnical Commission(IEC)	Organización líder a nivel mundial que publica estándares en áreas de eléctrica, electrónica y tecnologías relacionadas a la industria energética. Han sido desarrollados estándares en el área de las comunicaciones para la industria energética	IEC61850	Automatización en la subestación, generación distribuida (celdas solares, energía eólica, celdas de combustible, etc) comunicaciones SCADA y automatización de la distribución.
		IEC61968	Gestión de la distribución e interfaces AMI de oficina
		IEC TC 13 y 57	Mediciones y comunicaciones para las mediciones, específicamente para AMI
Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)	Estándares en todas las áreas de eléctrica, electrónica y tecnologías relacionadas. Estándares desarrollados en el área de las comunicaciones y la interoperabilidad.	IEEE 802.3 IEEE 802.11 IEEE 802.15.1 IEEE 802.15.4 IEEE 802.16	Ethernet WiFi Bluetooth Zigbee WiMax
Internet Engineering Task Force(IETF)	Responsable por los estándares de internet difundir llamados a socializar documentos para la finalización de normas	RFC 791 RFC 793 RFC 1945 RFC 2571 RFC 3820	Internet Protocol (IP) Transport Control Protocol (TCP) HyperText Transfer Protocol (HTTP) Simple Network Management Protocol (SNMP) Internet X.509 Public Key Infrastructure (PKI) for security
American National Standards Institute(ANSI)	Desarrollar estándares para la interoperabilidad de sistemas AMI	ANSI C12.19 ANSI C12.22	Tablas de medida al interior del medidor Comunicaciones para las tablas de medidas
National Institute of Standards and Technology (NIST)	Lineamientos para obtener interoperabilidad segura	NIST SP-800.53	Controles de seguridad recomendados para sistemas de información federal
		NIST SP-800.82	Guía para la seguridad en los sistemas de control industrial
North American Electric Reliability Corporation (NERC)	Normas de seguridad para las grandes cantidades de energía que pueden extender a la distribución y sistemas AMI	NERC CIP 002-009	Normas de energías a grandes escalas con respecto a identificación crítica de activos cibernéticos, gestión de controles de seguridad, personal y entrenamiento, perímetros de seguridad electrónica, seguridad física de activos cibernéticos, gestión de sistemas de seguridad, reporte de incidentes y planificación de respuestas, planes de recuperación para activos cibernéticos críticos
World Wide Web Consortium (W3C)	Tecnologías interoperables para el ambiente web	HTML	Diseño de sitios web
		XML	Estructura de documentos y otros modelos de objetos
		SOAP	Servicios web para transmisión de datos en las comunicaciones entre aplicaciones

Tabla 2.2. Principales organismos de normalización y estándares en el contexto de Smart Grids [Momoh, 2012]

Nivel	Norma	Descripción	Aplicación
Transmisión / Distribución	Estándares IEEE para sincrofasores para sistemas eléctricos (IEEE C37.118-2005)	Define medidas de fasores sincronizados usados en aplicaciones de sistemas de energía. Brinda un método para cuantificar la medida, pruebas para asegurar medidas conforme a la definición y límites de errores para las pruebas. También define un protocolo de comunicación de datos incluyendo formato de mensajes para comunicar esta información para sistemas en tiempo real.	Comunicación de las unidades de medida del fasor
Transmisión / Distribución	Estándar IEEE para interconectar fuentes distribuidas con sistemas de energía eléctrica (IEEE 1547-2003)	Especifica criterios y requerimientos para la interconexión de fuentes de generación distribuida en la red eléctrica.	Interconexiones físicas y eléctricas entre generación distribuida y utilizada.
Transmisión / Distribución	Modelo común de información para sistemas de energía (IEC 61968/61970)	Describe los componentes de un sistema eléctrico y el intercambio de datos del software del sistema eléctrico como seguimiento de activos, programación de trabajo y facturación de clientes a nivel eléctrico y la relación entre cada componente.	Interfaces del sistema de gestión de energía a nivel de aplicación
Distribución	Redes de comunicación y sistemas en subestaciones (IEC 61850, Ed.1-2009) IEC 61850	Estándar para el diseño de subestaciones eléctricas encaminado a conceptos de interoperabilidad, integración, modelado intuitivo de dispositivos, datos y nomenclatura y comunicación rápida y conveniente. Incluye definiciones abstractas de servicios, datos, clases de datos comunes, independientes de los protocolos básicos.	Automatización del Telecontrol / Telemetría en la subestación.
Distribución / Usuario final	Requerimientos de seguridad del sistema de infraestructura avanzada de medida (AMI) - AMI-SEC (Junio 2009)	Brinda a la industria y a los vendedores un conjunto de requerimientos de seguridad para la infraestructura avanzada de medida (AMI) a ser usada en los procedimientos de adquisición, siendo de gran apoyo a las normas de seguridad aceptadas y a los documentos de buenas prácticas.	Infraestructura avanzada de medida y seguridad de extremo a extremo en la smart grid.
Distribución / Usuario final	Estándar nacional americano para la industria utilitaria y tablas de datos de dispositivos finales (ANSI C12.19-2008)	Define la estructura de tabla para los datos de la aplicación a ser entregados entre un dispositivo final y un computador. No define criterios de diseño de dispositivos ni especifica el lenguaje o protocolo usado a transportar los datos. El propósito de las tablas es definir una estructura para transporte de datos hacia y desde un dispositivo final.	Modelo de información de medición de ingresos

Tabla 2.3. Estándares para los distintos niveles de la red eléctrica [Momoh, 2012]

Uno de los principales organismos de normalización es el IEC. Éste posee un comité técnico llamado TC 57 (*Technical Committee 57*) el cual es el encargado de desarrollar y mantener estándares internacionales para control de equipos de sistemas de energía y sistemas como EMS (*Energy Management Systems*), SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), automatización de la distribución, teleprotección y datos asociados para información en tiempo real y no real utilizada para planeamiento, operación y mantenimiento de sistemas de potencia [Commission et al., 2011].

La tabla 2.4 presenta un resumen de diversos estándares pertenecientes al grupo TC 57

resaltando su importancia para el contexto de las redes inteligentes en cuatro niveles de clasificación; bajo, medio, alto y esencial. Éste último se denomina así por el enorme impacto en diversas aplicaciones dentro de las redes inteligentes. En azul se marcan las características tratadas por cada uno de los estándares listados.

	HVDC/FACTS	Prevención de Apagones/EMS	DMS	Automatización de la distribución	Automatización en la subestación	DER	AMI	DR	Hogares Inteligentes	Almacenamiento de Energía	Electromobilidad	Relevancia para las Smart Grid
SOA-IEC 62357												Esencial
CIM-IEC 61970-301												Esencial
ISO/IEC 14543												Bajo
ISO/IEC 27001												Bajo
IEC 60255												Bajo
IEC 60364												Medio
IEC 60495												Bajo
IEC 60633												Bajo
IEC 60834												Bajo
IEC 60870-5												Alto
IEC 60870-6												Alto
IEC 60904												Medio
IEC/TR 61000												Bajo
IEC/TS 61085												
IEC 61140												Medio
IEC/TR 61158/61784												Medio
IEC/TR 61334												Alto
IEC 61400												Alto
IEC 61508												
IEC 61850												Esencial
IEC 61850-7-410												Alto
IEC 61850-7-420												Alto
IEC 61851												Alto
IEC 61869												Medio
IEC 61954												Bajo
IEC 61968												Esencial
IEC 61970												Esencial
IEC 61982												Bajo
IEC 62051-54/58-59												Alto
IEC 62056												Alto
IEC 62282												Bajo
IEC/TR 62325												Medio
IEC 62351												Esencial
IEC/TR 62357												Esencial
IEC 62439												
IEC 62443												Bajo
IEC CDV 62576												Bajo
IEC 62600												Bajo

Tabla 2.4. Resumen de estándares IEC y su importancia en las redes inteligentes
[Roadmap, 2010]

2.4.2.1 Enlaces Físicos de Comunicación

Aunque existen gran variedad de tecnologías para aplicar en los sistemas de comunicación dentro de las microgrids, los medios de comunicación clásicos se dividen entre *alámbricos* e *inalámbricos*. Ambos muy aplicables entre los medidores

inteligentes y las aplicaciones eléctricas [Güngör et al., 2011].

Existen distintas ventajas que un medio inalámbrico posee frente a un alámbrico; la facilidad de conexión en áreas poco accesibles, flexibilidad al momento de añadir nuevos dispositivos permitiendo una alta escalabilidad y el rango o distancia efectiva cubierta muestran el atractivo de este tipo de tecnología, aunque se debe tener en cuenta que la atenuación de señal por diferentes circunstancias es un punto a tener en cuenta. Por otra parte, los medios alámbricos poseen características como bajo índice de interferencia y no tiene dependencias de baterías como algunas tecnologías inalámbricas [Bani-Ahmed et al., 2014][Safdar et al., 2013]. Así, el diseñador encargado del sistema de comunicaciones debe considerar aspectos como la calidad del servicio, ancho de banda y latencia; aspectos que difieren entre los distintos medios de comunicación y que se deben tener en cuenta según los objetivos de la aplicación.

2.4.3 Requerimientos de los Sistemas de Comunicaciones

En el contexto de las redes inteligentes, incluyendo las microgrids, existen necesidades básicas a cumplir por parte de la infraestructura entre la generación, transmisión, distribución y consumo de energía. Estas necesidades se ven reflejadas en aspectos como: comunicación bidireccional, interoperabilidad entre aplicaciones, comunicación segura y confiable de extremo a extremo, bajos retardos en la entrega de la información, ancho de banda suficiente, entre otros [Güngör et al., 2011]. Además, existen algunos contextos de gran relevancia que se deben cubrir para asegurar un adecuado funcionamiento en cualquier sistema. Estos contextos son: [Safdar et al., 2013]

- **Seguridad:** El almacenamiento y transporte de información debe contar con parámetros de calidad que caracterizen el sistema por ser inmune a ciberataques.
- **Confiabilidad:** Es un aspecto a revisar constantemente debido a la variabilidad y crecimiento en la demanda energética que presentan los sistemas de potencia en donde el uso de nuevas tecnologías y protocolos de comunicación brindan seguridad y robustez en la estabilidad del sistema. Hay dos panoramas en cuanto al medio físico de comunicación utilizado: El primero relacionado con medios alámbricos que aunque brindan mayor seguridad, capacidad y confiabilidad son de mayor costo. El segundo, a medios inalámbricos que pueden brindar menor seguridad y rendimiento pero que reducen los costos de instalación.
- **Escalabilidad:** En un entorno de redes inteligentes se espera que los dispositivos y fuentes de energía se unan a los sistemas de comunicación de manera flexible y segura, permitiendo así un crecimiento de la red de manera segura sin perder calidad.
- **Complejidad:** Se debe prever que dentro de un sistema energético se utilizan diversos tipos de sensores que algunas veces no tienen las cualidades suficientes

para comunicarse por el mismo protocolo y que tienen baja capacidad computacional, lo que hace necesario generar estrategias adecuadas para gestionar la gran cantidad de datos presentes sorteando este tipo de dificultades.

- **Eficiencia:** Es un factor que depende de lo rápido y robusto del comportamiento de las acciones de control implementadas junto a la efectividad de la tecnología de comunicación del sistema que permita dar respuestas apropiadas a datos complejos.

2.5 Estándar IEC61850

En los sistemas eléctricos actuales, es necesario contar con mayor capacidad de interacción con los equipos de la red de potencia; es decir, que además de supervisar, puedan interactuar con el sistema de forma inteligente, anticipando el comportamiento de los sistemas eléctricos e informando oportunamente al operador situaciones adversas y peligrosas, que pueden ser corregidas inmediatamente. Hasta la actualidad, dentro de las subestaciones existen dispositivos de diferentes fabricantes utilizando distintos protocolos de comunicación que exigen gran inversión de tiempo y dinero implementando conversores de protocolos para habilitar la comunicación entre ellos y funcionar juntos dentro del contexto de la subestación [Sidhu et al., 2008].

De esta manera, se pueden enumerar algunos requisitos claves de un sistema de comunicaciones dentro del contexto de las subestaciones:

1. Comunicación de alta velocidad entre dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs).
2. Opciones de comunicación en red a través del prestador de servicios.
3. Alta disponibilidad.
4. Tiempos de entrega garantizados.
5. Basado en estándares.
6. Interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes.
7. Soporte para muestreo de datos de tensión y corriente.
8. Soporte de configuración/autoconfiguración.
9. Soporte para seguridad.

Partiendo de los requisitos básicos, de la importancia de los sistemas de comunicación en el funcionamiento de un sistema de potencia en tiempo real y de la necesidad de un nuevo modelo de comunicación, se enfatizó en la idea de eliminar los problemas de interoperabilidad entre dispositivos. Fue así como en 1988 se desarrolló la UCA (*Utility*

Communication Architecture). Arquitectura que definió un perfil de protocolos, modelos de datos y servicios abstractos que sentaron las bases para que los grupos de trabajo 10, 11 y 12 de la IEC TC57 definieran la **norma IEC 61850-Redes y sistemas de comunicación en subestaciones**[Mackiewicz, 2010].

La primer edición del estándar IEC 61850 consistió de un documento de 1400 paginas y 10 partes principales las cuales se resumen en la tabla 2.5.

Parte	Título
1	Introducción y resumen general
2	Glosario de términos
3	Requerimientos generales
4	Gestión de sistemas y proyectos
5	Requerimientos de comunicaciones para modelos de funciones y dispositivos
6	Configuración del lenguaje de descripción para comunicaciones en subestaciones eléctricas relacionadas a IEDs
7	Estructura de comunicación básica para subestaciones y equipo alimentador
7.1	Principios y modelos
7.2	Interfaz de servicio de comunicación abstracto(ACSI-Abstract Communication Service Interface)
7.3	Clases de datos comunes(CDC-Common Data Classes)
7.4	Clases de nodos lógicos compatibles y clases de datos
8	Mapeo de servicios de comunicación específica (SCSM-Specific Communication Service Mapping)
8.1	Mapeo a MMS(ISO/IEC 9506-Parte 1 y 2) y a ISO/IEC 8802-3
9	Mapeo de servicios de comunicación específica(SCSM)
9.1	Muestreo de valores sobre enlace punto a punto serial unidireccional múltiple
9.2	Muestreo de valores sobre ISO/IEC 8802-3
10	Pruebas de conformidad

Tabla 2.5. Partes del estándar IEC61850

Aunque el objetivo de la norma se centra en la interoperabilidad, es de notar que el principal concepto que adopta el estándar IEC 61850 es la **Abstracción**. Término que se refiere a la creación de datos/objetos y servicios independientes de protocolos subyacentes [Elgargouri et al., 2013][Mackiewicz, 2010].

De manera general, las partes nombradas en la tabla 2.5 se pueden resumir como [Liang and Campbell, 2008] :

- **Partes 1-3:** Brinda ideas generales acerca del estándar.
- **Parte 4:** Fija requerimientos para una subestación con IEC 61850.
- **Parte 5:** Determina parámetros para la implementación física.
- **Parte 6:** Define un lenguaje basado en XML (SCL-Substation Configuration Language) para la configuración de IEDs.

- **Parte 7:** Realiza la definición de los conceptos lógicos (servicios y objetos abstractos).
- **Parte 8:** Define el mapeo que debe de realizarse para implementar los servicios abstractos en protocolos actuales.
- **Parte 9:** Define el mapeo de valores de medición muestreados (SMV-Sample Measurement Value) a ethernet punto a punto.
- **Parte 10:** Recomienda instrucciones o metodologías para evaluación o pruebas.

2.5.1 Interfaz de Servicios de Comunicación Abstracta (ACSI)

La Interfaz de Servicios de Comunicación Abstracta (**ACSI-Abstract Communication Service Interface**) define un conjunto de servicios y la respuesta a cada servicio que permite a los distintos IEDs presentes en el sistema tener un comportamiento similar desde el punto de vista de red. Con una programación orientada a objetos, ACSI incluye los modelos de datos y su conjunto de servicios por cada clase. Se define a ACSI como la interfaz primaria de la norma IEC 61850 debido a que es el medio por el cual las aplicaciones se comunican con los servidores y a la importancia que tiene en la conexión entre nodos del sistema [Liang and Campbell, 2008].

2.5.1.1 Modelo de Datos

La forma como los dispositivos de los sistemas de potencia organizan los datos es un aspecto importante debido a que comúnmente esta tarea es desarrollada por los encargados de la instalación de los sistemas, lo que exige tiempo y dedicación en la configuración inicial de tales dispositivos.

Una ventaja que ofrece el estándar IEC 61850 consiste en un modelo que define la organización de los datos en los dispositivos dentro de los sistemas de potencia. Partiendo de un *dispositivo físico* con capacidad de conexión a la red y determinado por su dirección de conexión a la red se desprende el concepto de *dispositivo lógico* (LD-Logical Device), concepto que sirve para representar de manera virtual al dispositivo físico. Debido a la concepción virtual de tales dispositivos, cada dispositivo físico tiene la posibilidad de contener uno o más dispositivos lógicos. A su vez, estos dispositivos lógicos se componen de *nodos lógicos* (LN-Logical Node) que son agrupaciones de datos y servicios asociados definidos en el estándar. Cada nodo lógico contiene una configuración predefinida de clases de datos los cuales pueden tener distintos atributos como estatus del valor, calidad, etc. Los conceptos de dispositivo lógico y nodo lógico son de gran relevancia para poder implementar el concepto de interoperabilidad dentro de los sistemas de potencia [Elgargouri et al., 2013].

La tabla 2.6 enumera los 13 nodos lógicos más relevantes definidos en el estándar con el respectivo símbolo con el que inicia cada uno de los nombres de los nodos lógicos.

Cada una de las clases de datos definidos dentro de los nodos lógicos se refieren a clases de datos comunes (**CDC-Common Data Class**) que describen el tipo y estructura de los datos dentro de los nodos lógicos. A su vez, cada CDC tiene un único nombre y un conjunto de atributos CDC (nombre, tipo, etc). Finalmente, cada atributo de un CDC pertenece a un conjunto de restricciones funcionales (**FC-Functional Constraints**) que agrupan los atributos en categorías.

Indicador de Grupo	Grupo de Nodos Lógicos	Nodos lógicos del grupo
A	Control Automático	8
C	Control de Supervisión	5
G	Funciones genéricas	3
I	Interfaz/ Archivo	4
L	Sistema de nodos lógicos	3
M	Mediciones	8
P	Protección	28
R	Funciones de protección relacionada	10
S	Monitoreo y sensado	4
T	Transformador de instrumentos	2
X	Conmutación	2
Y	Transformadores de potencia	4
Z	Otros equipos	15
	Total	92

Tabla 2.6. Nodos lógicos [Elgargouri et al., 2013]

2.5.1.2 Modelo de Servicios

Todos los servicios disponibles por ASCI tienen que ser respondidos por los servidores. Las aplicaciones antes de solicitar algún tipo de servicio deben establecer comunicación utilizando una asociación de aplicación de dos sentidos que permite la observación de manera virtual del servidor y que mantiene los estados de la sesión. El servidor, por su parte, delimita las políticas de control de acceso a los objetos del servidor (visibilidad y accesibilidad) y que tipos de servicios de los objetos son accesibles desde las aplicaciones.

2.5.1.3 Perfiles de comunicación - MMS, SMV, GOOSE, SNTP, GSSE

La norma IEC 61850 utiliza distintos protocolos de comunicación y diferentes tipos de mensajes según las necesidades. Según la descripción de la norma, se cuentan con siete tipos de mensajes. La tabla 2.7 resume los tipos de mensajes disponibles y su protocolo correspondiente. De la figura 2.9 y la tabla 2.7 se pueden notar que los mensajes tipo 1 y tipo 4 son de gran importancia debido a que están enfocados como de tiempo crítico. Estos se encapsulan directamente sobre la trama Ethernet permitiendo reducir

tiempos de procesamiento y transmisión para minimizar los periodos de entrega [Sidhu et al., 2008].

Mensaje	Descripción	Protocolo de Aplicación
Tipo 1	GOOSE	GOOSE
Tipo 2	Medium Speed Message	MMS
Tipo 3	Low Speed Message	MMS
Tipo 4	Raw Data Sample	SMV
Tipo 5	File Transfer Function	MMS
Tipo 6	Time Synchronization Message	SNTP
Tipo 7	Command Message with Access Control	MMS

Tabla 2.7. Tipos de mensaje dentro de la norma IEC 61850

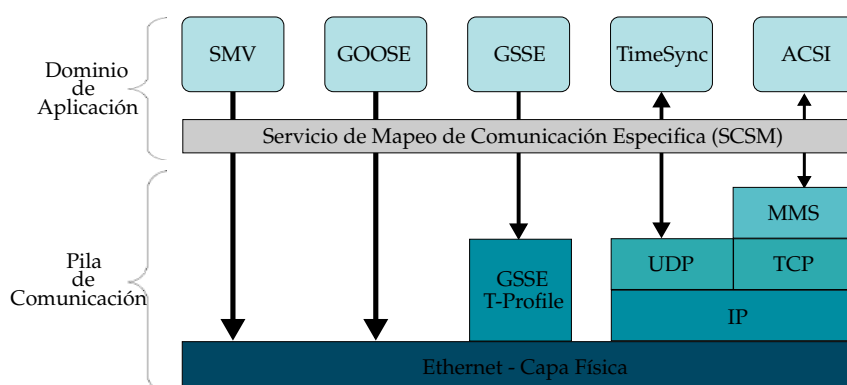


Figura 2.9. Perfiles de comunicación IEC61850 [Liang and Campbell, 2008], [Dehalwar et al., 2015]

MMS (Manufacturing Message Specification) es un sistema de mensajes estandarizado internacionalmente para intercambio de datos e información de control en tiempo real entre dispositivos en red y/o aplicaciones de computador los cuales se caracterizan por tener la posibilidad de ser independientes del dispositivo o aplicación. Es soportado sobre aplicaciones TCP/IP que hace que cada miembro en la red se contacte por su dirección IP. MMS se caracteriza por tener objetos y servicios los cuales no tienen un lenguaje de programación específico. Usualmente opera como protocolo cliente-servidor [Dehalwar et al., 2015],[Ingalalli et al., 2017].

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) permite mensajes “multicast” a través de la red de área local de manera horizontal entre bahías o verticalmente entre nivel de proceso y bahía. Sus tareas principales son monitoreo y control [Dehalwar et al., 2015],[Ingalalli et al., 2017]. Los distintos niveles dentro de la subestación según IEC 61850 son descritos en la sección 2.5.3.

SMV o SV (Sampled Values) conduce valores digitales para corrientes y tensiones. Este flujo de información puede fluir sobre el bus de proceso o bus de estación. Tanto SV y GOOSE son encapsuladas en tramas Ethernet lo que tiene ventajas de velocidad de transmisión [Dehalwar et al., 2015],[Ingalalli et al., 2017].

2.5.1.4 Mapeo a protocolos reales

Los modelos y servicios mencionados se caracterizan por su sentido abstracto, lo que genera la necesidad de poder implementar sobre protocolos reales todas las funciones descritas para que sean compatibles con los elementos computacionales presente en la industria energética. En este sentido, la norma en su aparte IEC61850-8-1 mapea los objetos y servicios abstractos al protocolo MMS (*MMS-Manufacturing Message Specification*). Una de las principales razones en utilizar el protocolo MMS consiste en el soporte que ofrece para nombres complejos y modelos de servicio del estándar IEC 61850.

El proceso de mapear los objetos IEC61850 a MMS como describe la norma genera una única referencia para cada elemento de datos en el modelo[Mackiewicz, 2010]. La figura 2.10 ilustra un ejemplo de la composición del nombre del objeto IEC 61850 para un dispositivo lógico (Relay1) compuesto por un nodo lógico para cortocircuito (XCBR1) que determina el estado del interruptor (local o remoto).

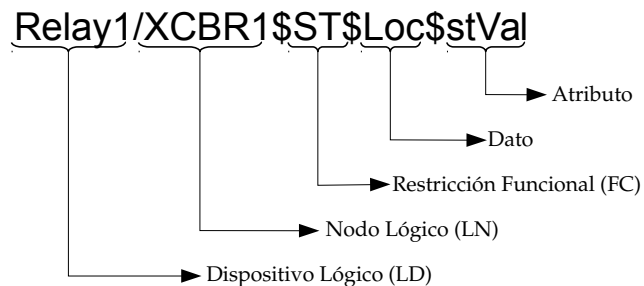


Figura 2.10. Ejemplo anatomía de un nombre de objeto según IEC 61850-8-1 [Mackiewicz, 2010]

La tabla 2.8 resume el mapeo de objetos IEC 61850 a objetos MMS.

El mapeo de modelos de servicios IEC 61850 a MMS es basado en un servicio de mapeo donde un servicio MMS específico es elegido para implementar los distintos servicios ASCII. La tabla 2.9 resume el mapeo de los principales servicios ASCII.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Objeto IEC61850	Objeto MMS
SERVER class	Virtual Manufacturing Device (VMD)
LOGICAL DEVICE class	Domain
LOGICAL NODE class	Named Variable
DATA class	Named Variable
DATA-SET class	Named Variable List
SETTING-GROUP-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
REPORT-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
LOG class	Journal
LOG-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
GOOSE-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
GSSE-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
CONTROL class	Named Variable
Files	Files

Tabla 2.8. Mapeo objetos IEC61850 a objetos MMS [Mackiewicz, 2010]

Servicio IEC61850	Servicio MMS
LogicalDeviceDirectory	GetNameList
GetAllDataValues	Read
GetDataValues	Read
SetDataValues	Write
GetDataDirectory	GetNameList
GetDataDefinition	GetVariableAccessAttributes
GetDataSetValues	Read
SetDataSetValues	Write
CreateDataSet	CreateNamedVariableList
DeleteDataSet	DeleteNamedVariableList
GetDataSetDirectory	GetNameList
Report(Buffered and Unbuffered)	InformationReport
GetBRCBValues/GetURCBValues	Read
SetBRCBValues/SetURCBValues	Write
GetLCBValues	Read
SetLCBValues	Write
QueryLogByTime	ReadJournal
QueryLogAfter	ReadJournal
GetLogStatusValues	GetJournalStatus
Select	Read/Write
SelectWithValue	Read/Write
Cancel	Write
Operate	Write
Command-Termination	Write
TimeActivated-Operate	Write
GetFile	FileOpen/FileRead/FileClose
SetFile	ObtainFile
DeleteFile	FileDelete
GetFileAttributeValues	FileDirectory

Tabla 2.9. Mapeo principales servicios IEC61850 a servicios MMS [Mackiewicz, 2010]

2.5.2 Lenguaje de Configuración de Subestaciones (SCL)

SCL es el lenguaje de descripción para subestaciones. Provee una descripción formal de manera jerárquica de los IED's basado en formatos XML (*eXtensible Markup Language*). El estándar IEC 61850 requiere que los elementos a integrar provean archivos de configuración SCL con la descripción de sus capacidades. Tales ficheros como ICD (*IED capability description*), SCD (*substation configuration description*), SSD (*system specification description*) y CID (*configured IED description*) según la información contenida [Mackiewicz, 2010].

Así, los ficheros ICD describen las capacidades de los dispositivos IED. Los SCD permite la describir la subestación, los SSD realizan la descripción y especificación del sistema y por último los ficheros CID con la descripción de los IED configurados.

2.5.3 Arquitectura de Subestación

En el modelo general o arquitectura de subestación diseñado dentro de la norma (figura 2.11) se presenta un elemento "gateway" encargado de habilitar el ingreso seguro a los dispositivos de la subestación desde centros de control u operadores remotos los cuales gracias a la interfaz de servicios de comunicación abstracta (ASCI) consultan/controlan dispositivos dentro de la subestación [Liang and Campbell, 2008].

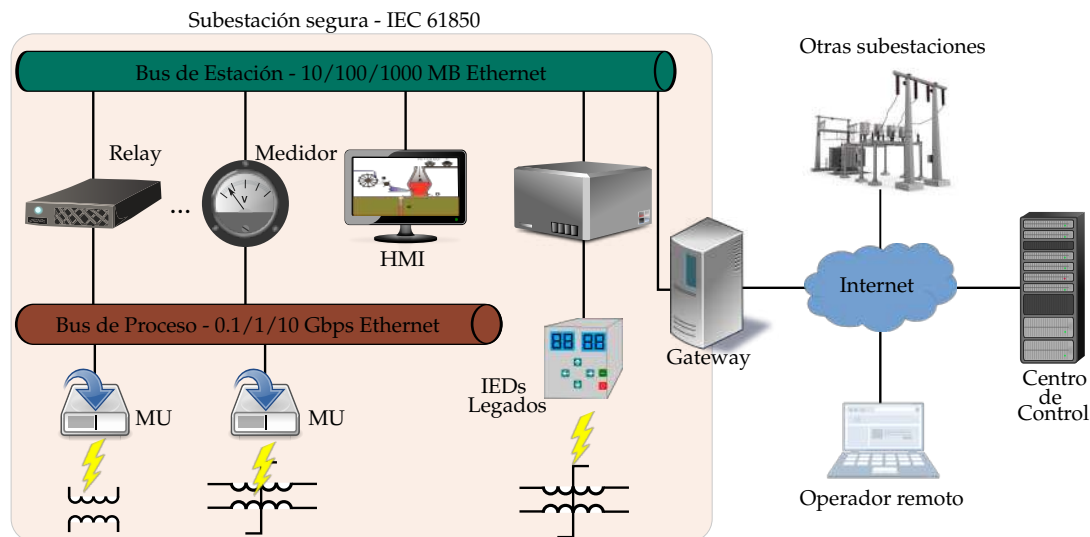


Figura 2.11. Arquitectura general de la subestación según IEC61850 [Liang and Campbell, 2008]

En el esquema general (figura 2.11) se presentan dos tipos de buses; *Bus de Estación* y

Bus de Proceso:

- **Bus de Estación:** De ancho de banda bajo, comunica todas las consultas/respuestas ACSI y mensajes genéricos de la subestación (GSSE, GOOSE).
- **Bus de Proceso:** Ubicado dentro de cada bahía, se encarga de conectar los IEDs con los dispositivos de campo. De alta demanda de ancho de banda.

Generalmente, solo hay un bus de estación y múltiples buses de proceso (para las diferentes bahías de la subestación).

Además de los diferentes buses del sistema, se clasifican tres niveles de funcionamiento básicos:

- **Nivel de Proceso:** Con tareas relacionadas con la digitalización y recolección de la información directamente de cada proceso en campo.
- **Nivel de Bahía:** Para el monitoreo de las variables de los distintos nodos del sistema.
- **Nivel de Estación:** Enfocado en las tareas de gestión de los sub-procesos del sistema.

2.5.4 Beneficios de la norma IEC 61850

La evolución de los sistemas de comunicación dentro de las subestaciones y sistemas de potencia con la implementación paulatina de la norma IEC 61850 ha impactado positivamente diversos aspectos como: costos operativos, estandarización, rendimiento, entre otros. Los aspectos más relevantes a enumerar son:

1. Reducción de costos en:
 - Instalación
 - Transductores
 - Migración de equipamiento.
 - Extensión
 - Integración
 - Configuración
2. Implementación de nuevas cualidades
3. Eliminación de ambigüedad comercial

El primer aspecto es basado en la ventaja de operar con redes tipo Ethernet que evita tener enlaces dedicados para cada conexión hacia un dispositivo, reduciendo instalación de cableado y modificación de construcciones. Al mismo tiempo reduce el uso de transductores por la utilización de unidades de procesamiento o concentradores que pueden entregar las señales necesarias utilizando un solo transductor. Además, la norma permite la integración de nuevos dispositivos y el crecimiento en la red (extensión) de manera sencilla debido a el concepto de interoperabilidad, sin necesidad de reconfiguraciones y explotar las posibilidades de la red local [Mackiewicz, 2006].

El segundo aspecto es definido gracias a los servicios avanzados y configuraciones especiales que posee la norma que permite agregar cualidades a los dispositivos sin tener grandes complicaciones [Mackiewicz, 2006].

El aspecto final permite evitar ambigüedad debido que el lenguaje SCL especifica puntualmente las características de los dispositivos implementados mostrando de manera concisa sus prestaciones y las expectativas de cara al usuario [Mackiewicz, 2006].

2.6 Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's)

Los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) son elementos fundamentales para la implementación y operación de las redes inteligentes (redes inteligentes y micro-redes eléctricas). Este tipo de dispositivos permiten obtener las diferentes variables de distintos sub-sistemas de manera local o remota con fines de control o monitoreo [Cespedes, 2012].

En términos operativos el IED representa el objeto físico esencial que se compone de distintos objetos lógicos. En general se componen de uno o más microcontroladores, elementos de memoria como RAM o Flash y de interfaces de comunicación como puertos usb, puertos seriales, interfaces Ethernet o wifi. Elementos que lo hacen similar a un computador personal. Tales características posibilitan su utilización como dispositivos controladores de sistemas de potencia capaces de intercambiar datos para control o monitoreo hacia sistemas supervisores locales o remotos [Liang and Campbell, 2008],[McDonald, 2003],[Xu and Kezunovic, 2009].

Por su multifuncionalidad y su propósito general se clasifican según el proceso asignado, por ejemplo como controladores de cortocircuitos, controladores de reconexión, reguladores de voltaje, entre otros.

La figura 2.12 ilustra las configuraciones mínimas necesarias que componen un IED en base al modelo de datos presentado en la sección 2.5.1.1.

Aquí un "Server" representa la interfaz de comunicación hacia la subred el cual puede contener uno o más dispositivos lógicos (LD) que a su vez se componen de un conjunto de nodos lógicos (LN). Cada nodo lógico posee objetos de datos (DO-Data Object) que representan información que puede ser suministrada a dispositivos de jerarquía

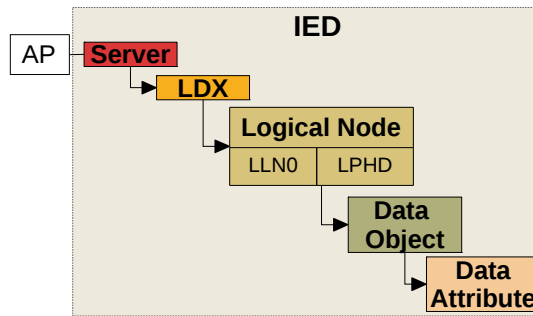


Figura 2.12. Esquema general IED

superior. Cada objeto de datos cuenta con un número de atributos de datos (DA-*Data Attributes*) que caracterizan el objeto de datos. Los nodos lógicos LLN0 y LPHD son básicos y obligatorios para el funcionamiento de cualquier IED [Zanabria et al., 2015].

En la literatura algunos autores muestran la implementación o arreglo de diferentes tipos de IED's los cuales en su mayoría utilizan el estándar IEC 61850 en sus sistemas. Por ejemplo, [Yoo et al., 2011] usa gateways para convertir los mensajes recibidos desde un controlador local (usando protocolo CAN) hacia el modelo de datos de IEC 61850 enviando estos datos hacia un centro de monitoreo. [Real-Calvo et al., 2012] propone un prototipo de IED para ambientes residenciales con monitoreo de red y análisis de calidad. En este caso el sistema utiliza un módulo FPGA (Field Programmable Gate Array) para el muestreo de datos y tareas de pre-procesamiento. Además de un módulo con procesador DSP (Digital Signal Processor) para ejecutar los algoritmos con gran carga computacional. Con el mismo enfoque [Ruiz-Alvarez et al., 2012] propone un sistema de automatización usando IEC 61850 para una microgrid que se compone de tres sub-sistemas (sistema eólico, batería y cargas) en un modelo de tres capas. Una RMU (Remote Management Unit) ubicada en la capa superior e IED's basados en microcontroladores ARM9 situados en las capas intermedia e inferior. La capa intermedia controla potencia activa y/o reactiva además de las tareas de seguridad para modos de operación centralizado o distribuido. La capa inferior mantiene los valores de referencia para las potencias activas y reactivas y hace visible las fuentes de energía para la capa intermedia.

2.7 Librería *libiec61850*

La librería *libIEC61850* es un proyecto bajo licencia GPL (código abierto) que provee interfaz de programación de aplicaciones (APIs) en código C para servidores y clientes para los protocolos MMS, GOOSE, SV según la norma IEC 61850 versión 2 [Zillgith, 2016]. Posee gran cantidad de servicios ACSI que contribuyen a la interacción, ejecución y entendimiento del estándar IEC 61850. La figura 2.13 muestra

la pila de funciones para servidores IEC 61850 de la librería. Se parte de la implementación basada en el sistema operativo donde se ejecuta la aplicación para la capa de abstracción de hardware - sistema operativo (HAL-Hardware/Platform Abstraction Layer). En la capa HAL se cuenta con abstracciones de hilos, sockets y tiempos. Para el soporte de mensajes GOOSE se tiene una abstracción para brindar acceso directo a ethernet. En el siguiente nivel se encuentra la implementación para mensajes MMS, GOOSE y el modelo de datos IEC 61850 enlazada a la capa de servicios ofrecidos por el tipo de mensaje implementado. Todo estos niveles encabezados por una aplicación de usuario general para la aplicación servidor. En color amarillo se resaltan las partes accesible por los usuarios para la configuración del servidor.

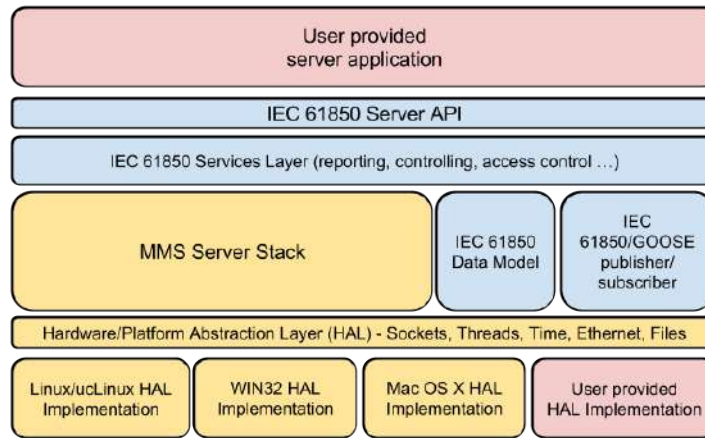


Figura 2.13. API para servidor según librería *libIEC61850*, [Zillgith, 2016]

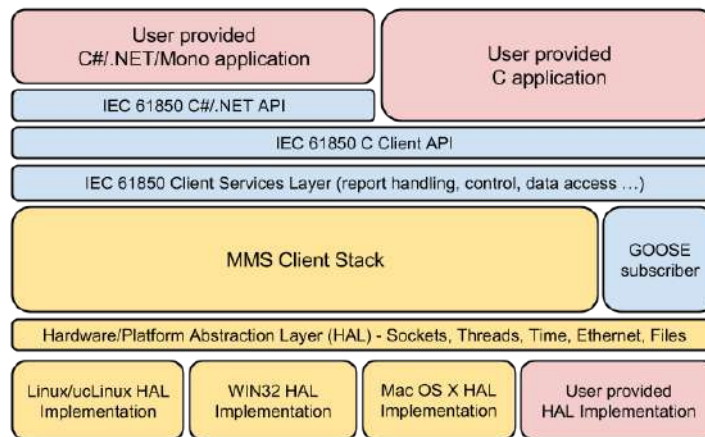


Figura 2.14. API para cliente según librería *libIEC61850*, [Zillgith, 2016]

La figura 2.14 ilustra la arquitectura para las aplicaciones tipo cliente. Partiendo de la misma configuración de la capa HAL para servidores se enlaza a un nivel donde se tiene posibilidades de manejo de mensajes MMS y GOOSE (como suscriptor) que enlazan a la capa de servicios de cliente para finalizar en aplicaciones usuario en lenguaje C, C#, .net .

La compatibilidad que tiene para ejecutarse sobre sistemas embebidos y micro-controladores (sistemas windows y linux) y su licencia de código abierto brinda grandes ventajas y refuerza la justificación de su uso en proyectos de carácter educativo.

2.8 Conclusiones

El desarrollo de las redes inteligentes a tenido un gran impacto sobre la sociedad. Debido a esto ha tomado gran importancia el estudio de los conceptos y de las propiedades que encierra esta temática. Tales razones la han convertido en un tema en constante investigación y actualización por las experiencias transmitidas por los investigadores que han incursionado en el campo.

Es importante abordar el tema de manera preliminar para conocer todas las definiciones asociadas, como el concepto de Smart grid, microgrid, fuentes de energía distribuida (DERs), dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), protocolos de comunicación etc. Además, el reconocimiento de los grandes beneficios y algunas limitaciones que las redes inteligentes tienen actualmente en el contexto colombiano brindan un punto de partida claro para todos los investigadores que deseen abordar el tema. De esta manera se puede notar la importancia que todos los tópicos nombrados anteriormente aportan para el grupo de investigación en control industrial - GICI -que con el proyecto desarrollado "Micro-redUV" realiza su primera investigación en este contexto.

Una vez introducido el tema de las redes inteligentes, el abordar aspectos de mayor complejidad como los modos de operación de las microgrids, sus clasificaciones, estructuras y alternativas de comunicación amplían el panorama de las redes inteligentes para poder implementar aplicaciones que contribuyan al desarrollo de la temática.

El abordar uno de los principales estándares como el IEC 61850 y mostrar las partes más relevantes de su extenso contenido permitió comprender las formas de integración de distintos protocolos de comunicación en el contexto de las redes inteligentes.

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE LA PLATAFORMA EXPERIMENTAL “Micro-redUV”

3.1 Introducción

En el capítulo anterior se introdujo todos los conceptos, definiciones, esquemas de funcionamiento, clasificaciones, protocolos de comunicación, entre otros temas relacionados al contexto de las redes inteligentes y enfocados puntualmente en las microgrids. El actual capítulo abordará los diferentes elementos de la plataforma experimental.

En el diseño de los sistemas de comunicaciones de las microrredes no existe una estructura única que represente un estándar que deba cumplirse con rigurosidad, aunque hay múltiples normas y documentos que brindan consejos en el uso de diversos protocolos dependiendo del contexto en el que se encuentre. En algunas ocasiones se puede hablar de estructuras típicas que representan soluciones puntuales a cada situación [Li et al., 2015].

El actual proyecto está enmarcado dentro del proyecto “Micro-redUV” (figura 3.15) que consta de toda los elementos electrónicos necesarios para conformar una micro-red eléctrica con capacidad de 5KW. Partiendo de distintas fuentes de energía distribuida como paneles fotovoltaicos, sistemas eólicos, elementos almacenadores de energía (baterías), cargas controladas y generadores, se gestiona su energía a través de inversores trifásicos que permiten acoplar cada nodo a la red eléctrica. Cada módulo inversor cuenta con los dispositivos necesarios para su funcionamiento en donde a partir de la unidad de procesamiento principal (DSP) se realiza el control de cada nodo.

El proyecto “Micro-redUV” es orientado a ambientes de laboratorio a nivel académico para realizar investigaciones en la plataforma y apoyar temas en educación sobre redes inteligentes, razón por la cual todos los equipos (inversores) fueron construidos con plataformas de desarrollo abiertas. Los investigadores tienen acceso a cada línea de control y mando, por lo cual se pueden realizar modificaciones en todos los ámbitos

como protecciones, mandos, control, técnicas de modulación, comunicaciones, etc. De esta manera el sistema de comunicaciones tiene el enfoque de investigación a nivel académico, sin utilizar equipos industriales que tengan la implementación de los protocolos limitando el acceso a la información configurada por el fabricante, por lo que su construcción se abordó con herramientas de hardware y software libres, utilizando librerías de código abierto para personalizar el funcionamiento de las comunicaciones y brindar conocimiento acerca de los protocolos utilizados.

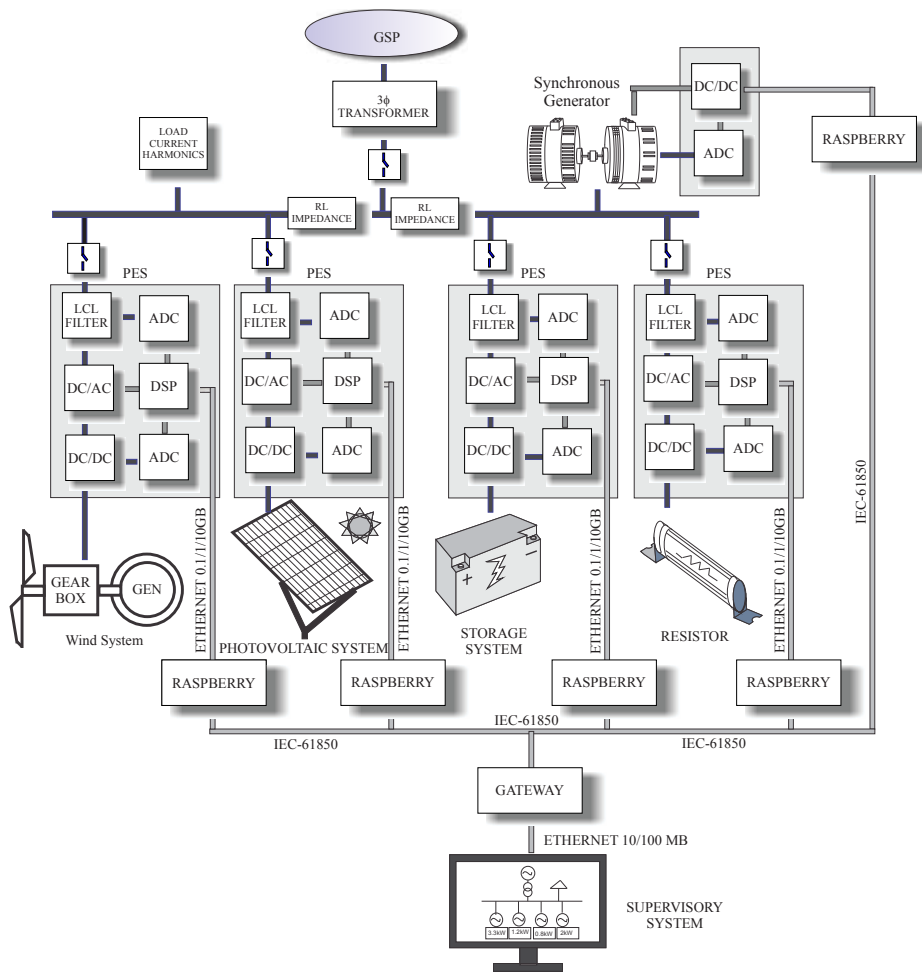


Figura 3.15. Esquema general del proyecto *Micro-red UV* [Zambrano et al., 2016]

La figura 3.16 ilustra el esquema de comunicaciones implementado para dar solución al caso particular de este proyecto. Incluye los distintos dispositivos hardware y diversos protocolos de comunicaciones utilizados en el proceso. La arquitectura definida se basa en las estructuras típicas del modelo de subestación según la norma IEC 61850 [Liang and Campbell, 2008],[Mohagheghi et al., 2009],[Mackiewicz, 2010] y

estructuras típicas de microrredes aisladas[Li et al., 2015].

De manera general el esquema de comunicaciones se basa en tres niveles de funcionamiento; *Nivel de proceso, Nivel de Bahía y Nivel de Estación*.

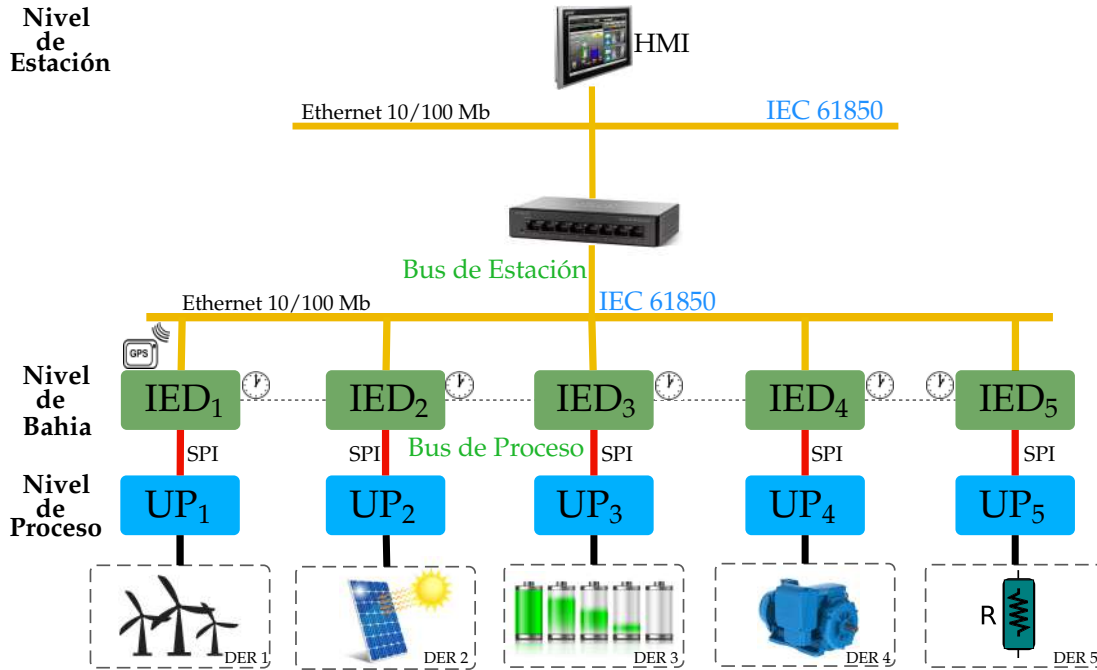


Figura 3.16. Esquema general propuesto para el sistema de comunicaciones

En el *nivel de proceso* se llevan a cabo las tareas relacionadas con la digitalización y recolección de la información de voltajes y corrientes de campo de las distintas fuentes de energía distribuida (DER), cargas y baterías del sistema hasta concentrar la información en cada unidad de procesamiento. El *nivel de bahía* incluye los IEDs para el monitoreo de la información. Finalmente, el *nivel de estación* abarca la gestión del sistema con unidades HMI o sistemas Scada.

Cada nivel de funcionamiento se caracteriza por tener buses de comunicaciones encargados del manejo del flujo de información en donde se hace uso de distintos protocolos de comunicación que facilitan el dialogo entre las distintas partes involucradas en el proceso a continuación se detallaran las partes constitutivas y características de cada uno de estos niveles implementados.

3.2 Nivel de Proceso

En el nivel de proceso se ubican todos los dispositivos que teóricamente deben pertenecer a campo. Aquí los principales elementos son las diferentes fuentes

de energía distribuida (paneles fotovoltaicos, fuentes eólicas), cargas y elementos almacenadores de energía (baterías) presentes en cada nodo del sistema de donde se obtendrán los distintos valores de voltajes, corrientes y estados. Los módulos inversores son los encargados de acoplar toda la energía de la fuentes al barraje eléctrico de la microgrid. Así, estos módulos inversores se componen de distintos conversores (DC/DC, DC/AC), análogos a digitales (ADC), filtros y sensores que hacen parte de la electrónica necesaria para su correcto funcionamiento. Todos estos elementos trabajan alrededor de la unidad de procesamiento principal basado en un procesador digital de señales ADSP-21369 encargado de incorporar toda la información de campo y de controlar el comportamiento de cada módulo inversor.

3.2.1 Cargas Controladas (P,Q)

Son lineales y no lineales. Las cargas lineales activas se implementaron con bancos de resistencias. Por su parte, las cargas reactivas pueden ser emuladas con los mismos inversores, o utilizando motores de DC alimentados a través de rectificadores.

3.2.2 Generador Síncrono

El generador sincrónico es una máquina de 3KVA. Opera como el maestro de la microred dada su estabilidad y alta inercia comparada con las demás fuentes distribuidas. Esta máquina emula una pequeña central hidroeléctrica, y también podría emular un generador diesel. Su propósito es entrar en operación y brindar energía eléctrica solo en los períodos donde la microgrid tenga altas demandas de energía. Esto porque este tipo de energía tiene un costo elevado por el alto precio de los equipos y del combustible en cuestión [Zambrano et al., 2016].

3.2.3 Almacenamiento

Debido a que las fuentes de energía renovables (solar, eólica) dependen directamente de factores climáticos que poseen comportamientos variables, se pueden tener inestabilidades en el sistema. De esta manera, tener la capacidad de almacenar energía en los momentos del día de mayor generación permite optimizar su uso en los momentos de mayor necesidad [Zambrano et al., 2016].

El actual sistema cuenta con un banco de baterías, su interfaz de potencia y las correspondientes estrategias de control. La interfaz de potencia permite el flujo bi-direccional de potencia para la carga y descarga del banco de baterías, esto según lo determine el sistema de gestión de la microgrid.

3.2.4 Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se caracteriza por tener 16 paneles capaces de ofrecer 1.9kW. Conectados en serie se puede obtener un máximo de 354.8V. Además posee la capacidad de reconfigurar sus conexiones y en base a algoritmos de optimización encontrar el punto de mayor eficiencia [Zambrano et al., 2016].

3.2.5 Sistema Eólico

El sistema eólico se implementó emulado en un convertidor de potencia. Se desarrolló mediante la implementación en la DSP del modelo matemático de un generador eólico de 1kW. Este modelo entregó las señales de control a uno de los inversores de la microred, por lo cual el inversor genera señales de potencia activa y reactiva según las dinámicas del generador eólico que se desea emular. En [Zambrano et al., 2016] se describen los conceptos necesarios para su simulación.

3.2.6 Módulo EzKit-21369

El procesador ADSP-21369 es utilizado como unidad de procesamiento local para cada nodo del sistema quien se encarga de digitalizar la información de las distintas variables involucradas. Está presente en el módulo de desarrollo **EzKit-21369** (figura 3.17). Inmerso en cada módulo se encuentran las estrategias de control definidas bajo lenguaje C. Sus principales características son:

- Arquitectura de 32 bits
- Procesamiento:
 - Imágenes médicas
 - Comunicaciones
 - Control de motores.
 - Gráficos 3D
 - Audio
- Protocolos de comunicación SPI, I2C etc.

3.2.7 Bus de Proceso

El bus de proceso es el encargado de conectar cada IED con las unidades que recolectan la información más relevante de cada nodo de campo (ver figura 3.16). Debido a su importancia requiere de altas velocidades de comunicación. En la configuración



Figura 3.17. Módulo de desarrollo EzKit-21369

propuesta se utiliza el bus de comunicaciones serial **SPI** disponible en las unidades de procesamiento (DSP) y en los sistemas IED (Raspberry pi) configurado a una velocidad de transmisión de 1MHz. La figura 3.18 muestra las conexiones necesarias para la comunicación entre los dos dispositivos. Se utilizan los pines GPIO del módulo raspberry y el puerto DPI del módulo EzKit-21369.

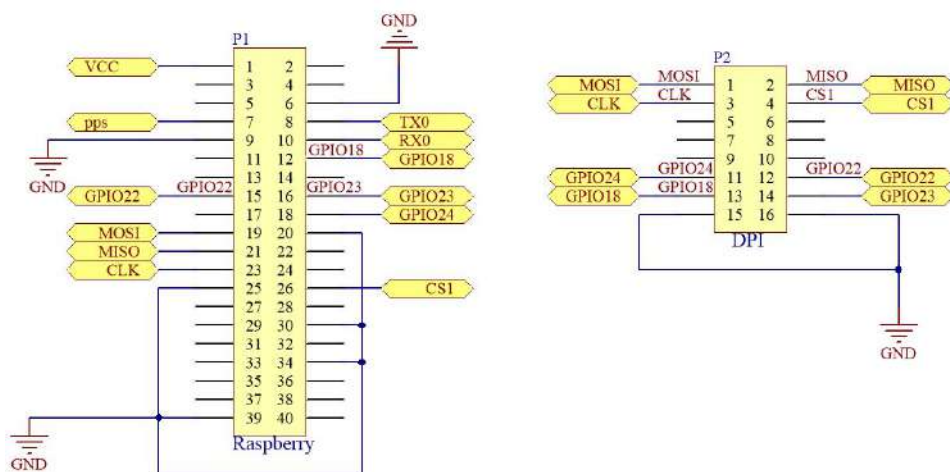


Figura 3.18. Esquema de conexiones para la comunicación serial entre el raspberry pi y el módulo DSP

3.3 Nivel de Bahía

El nivel de bahía abarca a los dispositivos IED presentes en cada nodo para control o protección. Aquí cada IED es implementado utilizando sistemas embebidos Raspberry pi 2B aprovechando las diferentes interfaces de comunicación que posee como el bus SPI y el puerto de comunicación Ethernet RJ45. Además de la posibilidad de programación en lenguaje C que permite implementar la librería “libiec61850” de código abierto para la implementación de los diferentes servicios de mensajes utilizados dentro de la norma IEC 61850 (MMS, SV).

Existe también la necesidad de contar con sincronización de tiempos entre los distintos IEDs del sistema para que exista sincronización entre los distintos eventos presentados entre los IED conectados a cada fuente de generación. Se utilizó la sincronización en base a GPS y a su señal de PPS (pulse per second) que ayudado con el servicio NTP puede sincronizar los relojes del sistema.

3.3.1 Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)

Se refieren a los dispositivos controladores de equipos de sistemas de potencia. Basados en microcontroladores y en sus módulos de comunicaciones, tienen la capacidad de enviar o recibir datos/control desde o hacia una fuente externa.

En el proyecto ‘Micro-red UV’ ilustrado en la figura 3.15 y en el esquema de comunicaciones de la figura 3.16, cada nodo del sistema utiliza un IED capaz de implementar comunicación en base al protocolo IEC 61850. Basado en las características mínimas y el bajo costo, el Raspberry pi 2B (figura 3.19) es el módulo hardware elegido que cumple con los requerimientos esenciales para utilizarse como sistema IED. Éste posee la capacidad de operar con distintos sistemas operativos. Para el caso de este proyecto se eligió usar el sistema operativo Raspbian-Linux soportado directamente desde el sitio de internet del módulo Raspberry.

Las principales características del sistema embebido elegido son:

- Procesador quad-core ARM Cortex-A7 (900 MHz)
- Memoria RAM (1GB)
- Puertos Usb (4)
- 40 pines GPIO (entradas/salidas de propósito general)
- 1 Puerto Ethernet RJ45

Además cuenta con diferentes buses de comunicación como I2C, SPI y UART.

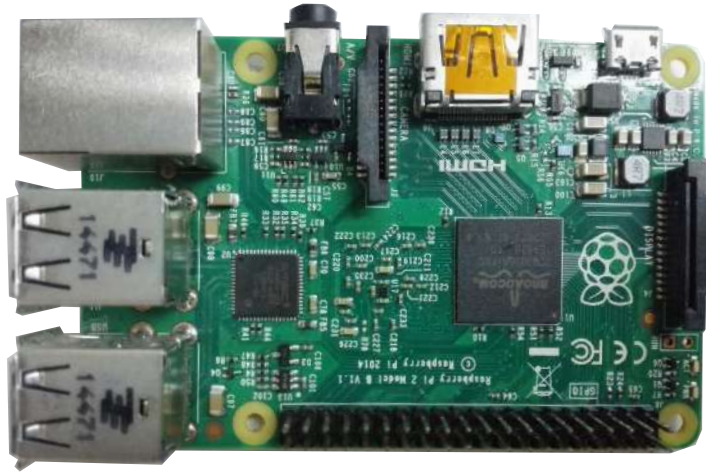


Figura 3.19. Raspberry pi 2B utilizado como sistema IED

Las principales tareas asociadas a cada IED dentro del sistema propuesto incluyen medición, control, protección y transmisión de datos. Las tres primeras tareas hacen uso del bus de comunicaciones SPI en línea directa con la unidad de procesamiento (DSP). La tarea de transmisión de datos es manejada bajo la interfaz de alta velocidad Ethernet disponible en el módulo Raspberry pi permitiendo flujo de datos desde/hacia un sistema supervisor y entre los distintos nodos del sistema.

3.3.2 Sincronización de tiempos mediante PPS

Para la realización de tareas en ambientes distribuidos es importante que el orden de los procesos sea estricto. Debe existir la certeza que la ejecución de los procesos sea en base a una unidad de tiempo universal. Así, la importancia de una base de tiempos compartida entre los elementos del sistema es esencial en el funcionamiento del mismo.

El protocolo NTP (Network Time Protocol) brinda un mecanismo para la sincronización del tiempo a través de un red informática con respecto a una referencia. Este usa una serie de capas (niveles), o *Strata* de fuentes de tiempo [ntp, 2016] .

Iniciando en el mayor, los *Stratum 0* son dispositivos con alta precision de tiempo como relojes atómicos, relojes GPS etc. Estos son conocidos como relojes de referencia. Estos *Stratum 0* son conectados a su vez a dispositivos *Stratum 1*, quienes usualmente son computadores cuyos relojes de sistema son sincronizados dentro de intervalos de microsegundos a *Stratum 0*. Su trabajo es proveer señales de tiempo precisas a otras máquinas sobre la red. También se conocen con servidores de tiempo primarios [Technologies, 2009].

Servidores *Stratum 2* son computadores que reciben señales de tiempo desde servidores *Stratum 1* sobre la red. Ellos pueden requerir servidores *Stratum 1* y *Stratum 2* para mejor estabilidad.

Los *Stratum 15* y *Stratum 16* son usados a denotar una fuente de tiempo no sincronizada.

3.3.2.1 Modulo Microstack GPS

El dispositivo Microstack GPS es ilustrado en la figura 3.20. Es un dispositivo que ofrece servicios de detección de localización, registro de datos de posición, sincronización remota de tiempos, etc. En la figura 3.20 se ilustran los pines de conexión a tierra y a la alimentación correspondiente a 3,3 V. Los pines MTXSRX y MRXSTX utilizados para la comunicación serial con otros dispositivos y el pin PPS que indica el pulso cada segundo que además se encuentra interconectado al led indicado como FIX. Posee un puerto de conexión a una antena externa que puede ofrecer mejor rendimiento e incrementar la sensibilidad del dispositivo [Microstack, 2014].

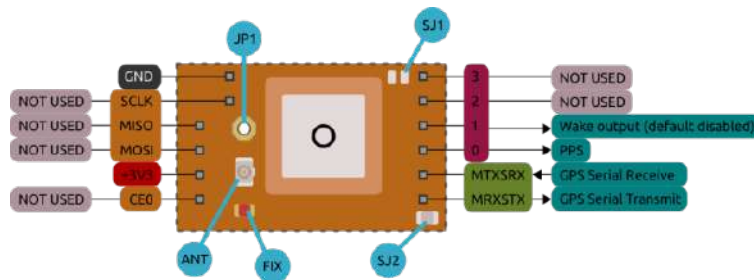


Figura 3.20. Descripción del dispositivo GPS [Microstack, 2014]

3.3.2.2 PPS (Pulse per Second)

La salida de PPS del módulo gps puede ser usada para sincronizar dispositivos con alta precisión. La gran ventaja de usar la señal de PPS es debido a que especifica con extrema exactitud cuando un nuevo segundo inicia. Esto permite gran precisión, por debajo de los microsegundos.

3.3.2.3 Raspberry pi 2 B

El dispositivo Raspberry pi se utiliza para la ejecución del servidor NTP. Además recibe la información proveniente del dispositivo GPS por medio de comunicación serial utilizando los pines 8 y 10 correspondientes a UART0 TX y UART0 RX. Los pines 1 y 6 son utilizados para la alimentación de 3,3 V y su correspondiente referencia a tierra.

Finalmente la señal de sincronización de pulso por segundo recibida por medio del pin 7 correspondiente al GPIO 4.

Para el óptimo funcionamiento del módulos GPS se configuró el sistema Raspberry pi de la siguiente forma: La primera configuración a tener en cuenta esta en la desactivación del puerto serial desde el menú de configuraciones generales del sistema, el cual puede ser accedido por medio del comando "*sudo raspi-config*" navegando hasta opciones avanzadas. Esto es para evitar que otros dispositivos tomen posesión del puerto serial durante el arranque del sistema operativo.

Posteriormente se debe proceder a agregar el dispositivo GPS al sistema. Editando el directorio */boot/config.txt* se añade las líneas "*dtoverlay=pps-gpio,gpiopin=4*", donde el número 4 representa al puerto GPIO 4 de los pines de conexión del raspberry pi (pin 7). Editar el directorio */etc/modules* añadiendo en una nueva línea "*pps-gpio*".

3.4 Nivel de Estación

En el nivel de estación las principales tareas están relacionadas al monitoreo de la información correspondiente a cada variable y su respectivo nodo. Aquí los sistemas Scada y HMI son los principales participantes junto con sus respectivos operadores y las interfaces que se puedan realizar desde fuera del alcance de la red local.

3.4.1 Bus de Estación

El bus de estación basado en tecnología ethernet de 100MB está encargado de ser la vía del flujo de información para las distintas solicitudes/respuestas ACSI y mensajes de eventos proveniente de los posibles clientes entre los cuales pueden estar sistemas HMI o sistemas Scada. El protocolo usado es IEC 61850 para la configuración del servidor de cada IED. Así, la utilización de un conmutador que soporte este tipo de protocolos es necesario. Se utilizó el conmutador iES10GF (3.21) para el manejo de la red local.

Sus principales características son:

- Protección tipo IP-40.
- Puertos 10/100 Base-TX (7)
- Latencia de conmutación $7\mu s$
- Soporte según IEC 61850-3 y IEEE 1613.
- Aprobación regulativa para EMI, EMS, Vibración y Seguridad.



Figura 3.21. Conmutador iES10GF [ies, 2014]

3.5 Conclusiones

Se implementó la arquitectura de un sistema de comunicaciones capaz de monitorear variables relevantes de distintas fuentes de energía distribuida, baterías o generadores síncronos del proyecto “Micro-redUV”. El eje central del sistema se basa en la implementación de dispositivos electrónicos inteligentes IED en sistemas embebidos Raspberry pi 2B utilizando la librería de código abierto *libiec61850* para compilar y ejecutar algunos de los servicios del estándar IEC 61850 obteniendo IEDs con características de servidores según el estándar.

Cada servidor IEC 61850 (IED) reúne las principales variables (corrientes, voltajes, potencias) recolectadas por las unidades de procesamiento (DSP 21369) de cada inversor presente en el sistema (figura 3.15). Así, el sistema está en capacidad de entregar la información pertinente desde/hacia sistemas HMI o sistemas Scada para el monitoreo de variables en tiempo real que cuenten con el protocolo IEC 61850 dentro de sus opciones de comunicación.

Además, por el esquema de comunicación a nivel de bahía y del uso de un bus de estación se implementó comunicación a nivel horizontal, lo que permite comunicación entre IEDs para intercambio de información local permitiendo variar las configuraciones de control a implementar en el sistema logrando tener sistemas distribuidos o centralizados.

El siguiente capítulo abordará las configuraciones a nivel software de cada uno de los elementos hardware detallados anteriormente, sus roles, diagramas de flujo de sus rutinas de programación, interfaces de comunicaciones utilizadas, etc. Aspectos que conforman las características que no son visibles, pero que determinan todo el funcionamiento y comportamiento en conjunto del sistema de comunicaciones.

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

4.1 Introducción

La descripción funcional presenta detalladamente el funcionamiento de cada una de las partes del sistema de comunicaciones implementado. De manera general la figura 4.22 ilustra las etapas globales del sistema. En primer lugar se cuenta con la etapa básica de *generación* en la cual el principal elemento es la fuente de energía distribuida (DER).



Figura 4.22. Etapas generales del funcionamiento del sistema de comunicaciones implementado

A continuación está el proceso de *digitalización* en donde la unidad de procesamiento (DSP 21369) y el conjunto de dispositivos electrónicos que la rodea, controla el respectivo inversor trifásico y sensa las variables obtenidas más relevantes para cada nodo para guardarlo en una posición de memoria de su módulo.

En tercer lugar se encuentra el proceso de *transmisión* donde por medio de las interfaces de comunicación serial de la unidad de procesamiento y de los respectivos IEDs se logra acceder a las posiciones de memoria externa de la unidad de procesamiento con privilegios de lectura y escritura, lo que permite sensar el comportamiento de las variables del inversor y enviar consignas de valores de referencia.

La cuarta etapa (Monitoreo) es la más relevante en referencia al contexto de las comunicaciones debido a que es donde se adapta un sistema embebido (Raspberry pi) para que funcione como sistema IED. Partiendo de la creación y configuración de un modelo de dispositivo IEC 61850 en donde se describen todas sus características

funcionales, se crea el objeto servidor IED el cual utiliza las rutinas necesarias para implementar los servicios MMS y SV que monitorean las variables de cada módulo inversor y que tienen la capacidad de responder a las solicitudes generadas por distintos clientes IEC 61850 como unidades HMI o sistemas supervisores.

Finalmente la etapa de *gestión* involucra a los posibles sistemas supervisores que se pueden asociar al funcionamiento del sistema. Aquí es importante recordar la compatibilidad que debe existir para conectar al protocolo de comunicaciones IEC 61850. Por medio de este protocolo se comunica la información monitoreada por los distintos IED y se transmite hacia el sistema de supervisión permitiéndole tomar decisiones según el comportamiento del sistema, de un perfil de funcionamiento predeterminado o por decisión de algún operario.

4.2 Generación

El proyecto “Micro-redUV” (figura 3.15) cuenta con paneles fotovoltaicos, banco de baterías, conjunto de cargas controladas, generador síncrono y simulador eólico. Aunque este punto es vital debido a que representan las fuentes de energía principales del sistema, para el sistema de comunicaciones no es alcanzable su operación. Las principales características de las fuentes de generación se abordaron en la sección 3.2.

4.3 Digitalización

La digitalización abarca todo el proceso de muestreo de las variables de control, así como su procesamiento para su utilización en la unidad DSP. En este punto es importante resaltar el control local que se refiere al control más interno del sistema. Es el encargado del funcionamiento básico de cada módulo inversor compuesto por distintas tarjetas electrónicas o módulos que realizan el tratamiento de la información de campo.

La figura 4.23 muestra el esquema general del control local. Los principales elementos que componen el control local que se encarga del procesamiento de la información son:

- **Módulo de Sensado:** Se compone de sensores de corriente (LA55P), sensores de voltaje (LV25-P) y un conversor análogo digital de 16 bits de resolución con un tiempo de conversión de $4\mu s$. El tiempo de disponibilidad del dato en la unidad de procesamiento es de $16\mu s$. Cada vez que el muestreo ha sido finalizado el módulo de la tarjeta FPGA informa a la unidad de procesamiento (DSP) para el inicio del ciclo de control.
- **Módulo de Interfaz (Tarjeta FPGA):** Se encarga de enlazar las señales entre la unidad de procesamiento y la etapa de potencia. Se compone de 3 módulos de

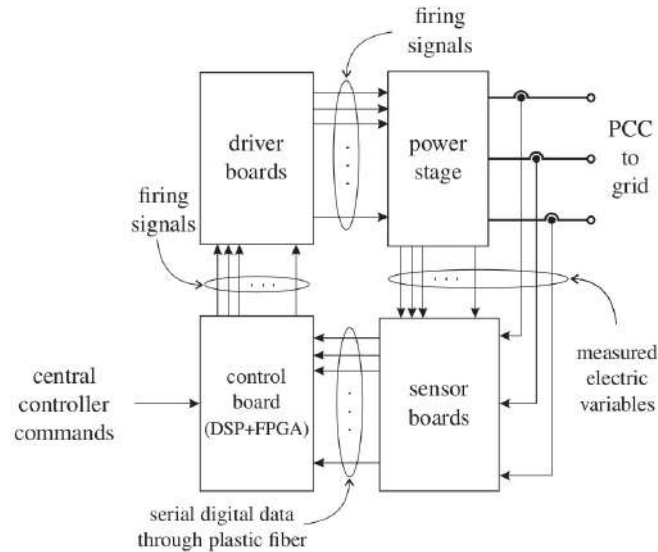


Figura 4.23. Partes del control local de cada inversor [Zambrano et al., 2016]

generación PWM y la lógica de control para gobernar 2 tarjetas de sensores. Una de las tareas más relevantes es la sincronización de los lazos de control.

- **Módulo de DSP:** Se encarga del control total del inversor. Recibe la información desde el módulo de sensores por medio de la tarjeta de interfaz (FPGA) para generar las correspondientes señales de referencia que son devueltas al módulo de interfaz y ejecutarse sobre la etapa de potencia.

4.3.1 Gestión de la Comunicación en la Unidad de Procesamiento

La principal tarea de cada unidad de procesamiento es medir el estado de algunas variables y tomar decisiones en el funcionamiento del control local. Desde que toda la información a cerca del estado del sub-sistema se encuentre disponible, una tarea secundaria se ejecuta en segundo plano para intercambiar datos. Las variables que se pueden obtener son voltajes, corrientes, frecuencias, potencias activas y reactivas, etc. El IED puede intercambiar datos usando el puerto SPI realizando interrogaciones a la unidad de procesamiento. El diagrama de flujo de la figura 4.24 muestra el flujo de información realizado en la unidad de procesamiento (DSP).

Aquí el bloque “Declaración de funciones” contiene las siguientes etapas: incluir librerías, definir e inicializar variables, reservar direcciones de memoria y declarar funciones propias. El código de programa tiene dos interrupciones principales, la primer interrupción “interrupción por semilla” revisa los cambios de estado que da información para controlar el bloque de toma de decisiones. La segunda interrupción “interrupción por SPI” intercambia datos desde la memoria externa del

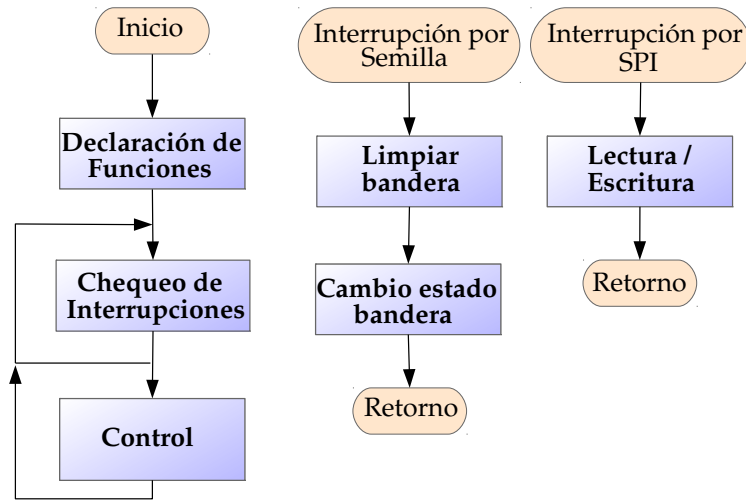


Figura 4.24. Rutina de programación en unidad de procesamiento (DSP 21369)

DSP usando el protocolo SPI. El bloque de control revisa constantemente el estado de las interrupciones. El procesador de señales DSP optimiza el protocolo SPI para evitar congestiones de cpu, que permite al procesador su funcionamiento normal para realizar otras tareas.

4.4 Transmisión

En la etapa de transmisión se realiza la comunicación entre el sistema Raspberry pi y la unidad de procesamiento DSP 21369. Cada dispositivo cuenta con buses de comunicación seriales SPI, por lo que se utiliza este medio para transmitir la información entre ambos dispositivos. Las conexiones físicas se ilustran en la figura 3.18 de la sección 3.2.

Para las configuraciones a nivel de software se incluye la librería de comunicación definida en los archivos *dsp_spi.h*, *dsp_spi_2a.c* (anexo A.1) que permite realizar acciones de lectura/escritura sobre direcciones específicas de memoria externa de la unidad de procesamiento. La velocidad del bus se configura a una frecuencia de 1 MHz por la estabilidad en la integridad de los datos después de realizar distintas pruebas de funcionamiento.

4.5 Monitoreo

La etapa de monitoreo es la más relevante del proyecto debido a que enlaza los niveles del sistema. La tarea de implementar y ejecutar algunos servicios de la

norma IEC 61850 se hacen con el sistema embebido elegido Raspberry pi 2B, el cual posee características de procesamiento (procesador, memoria ram) adecuadas para la ejecución de tareas, módulos de comunicación útiles en la conexión entre los niveles de bahía - proceso por medio del bus SPI y de bahía-estación usando el puerto Ethernet. Esta ultima permitiendo configurar una red local de IEDs que cubren las necesidades del sistema para monitoreo y control. Además, la posibilidad de contar con un sistema operativo linux que soporta distintos lenguajes de programación para la ejecución de tareas, entre ellos lenguaje C, Phytion, Java.

En el caso particular, para la elección de la librería “*libiec61850*” [Zillgith, 2016] se tuvo en cuenta que la librería está escrita en código C y tiene compatibilidad con plataformas Linux/ARM como el Raspberry pi 2B.

4.5.1 Implementación Protocolo IEC 61850 en el IED

En el tema de las redes inteligentes y según la norma IEC 61850 se clasifican los IEDs en dos clases relacionadas al nivel del modelo de comunicaciones propuesto (figura 3.16). Así, existen IEDs de nivel de estación o comúnmente conocidos como clientes que envían/reciben información desde/hacia el nivel de bahía, y los IEDs de nivel de bahía que actúan como servidores recopilando la información correspondiente al proceso y escribiendo consignas de control [Xu et al., 2008],[Cheng et al., 2017].

Este proyecto solo contempla implementación de IEDs en el nivel de bahía relacionados con la información de las fuentes de energía distribuida (figura 3.16).

Para la implementación de cada IED se debe seguir una serie de pasos básico en la configuración, creación y ejecución del dispositivo inteligente. De esta manera, la figura 4.25 ilustra los pasos necesarios y ordenados para la implementación.



Figura 4.25. Pasos básicos para la implementación del protocolo IEC 61850 sobre el sistema embebido

4.5.1.1 Creación del Modelo De Dispositivo

La creación del modelo estático del dispositivo se realiza en el formato .ICD descrito en la sección 2.5.2, basado en lenguaje SCL. La importancia del modelo radica en que describe todas las capacidades que el IED puede contener. Se deben considerar las

secciones que componen el archivo de configuración detalladas en la tabla 4.10 que deben ser descritas usando formato XML.

Sección	Descripción
<i>Header</i>	Contiene información general
<i>Substation</i>	Describe la estructura funcional de la subestación.
<i>Communication</i>	Describe la conexión desde el punto de acceso del IED hasta la respectiva subred, incluyendo también propiedades de direccionamiento del punto de acceso
<i>IED</i>	Contiene la información correspondiente de los servicios de comunicación soportados, los dispositivos lógicos, nodos lógicos y todos sus atributos.
<i>DataTypeTemplates</i>	Contiene una declaración de los tipos de nodos lógicos, tipos de objetos de datos y atributos.

Tabla 4.10. Secciones en el archivo de configuración .ICD para el modelo de dispositivo [abb, 2011]

La sección *substation* describe la organización del equipo primario, la sección *Communication* define como la información es enrutada entre IEDs, aunque ambas secciones no describen configuraciones especiales debido a que los IED del proyecto no están bajo una subred. La sección *IED* es compuesta por la configuración presentada en la figura 2.12 de la sección 2.6, que ilustra un Servidor (**Server**) que representa la interfaz de comunicación a la red que pertenece, un dispositivo lógico (**LD**), nodos lógicos (**LN**) que representan funciones y son pertenecientes al dispositivo lógico, Objetos de datos (**DO**) para cada nodo lógico y Atributos de datos (**DA**) que componen a cada objeto de datos.

Los objetos de datos representan la información de las variables de interés (señales solicitadas). Pueden ser enrutadas y enlazadas al nivel de estación y/o a otros IEDs del nivel de bahía. En este punto las variables de interés deben estar completamente identificadas y declaradas en los objetos de datos para cumplir con la descripción del proceso de mapeo de variables.

El proceso de compilación del modelo estático se describe en el anexo A.2.

4.5.1.2 Mapeo de Variables

De acuerdo a cada tipo de variable sensada y necesaria para el sistema se realiza el mapeo siguiendo el esquema utilizado en la norma IEC 61850. Así, la tabla 4.12 expresa el mapeo necesario para las variables implementadas en cada sistema inversor. El campo \$MX se refiere a la agrupación de categorías para medición de valores análogos.

La tabla 4.12 describe la anatomía de cada objeto IEC 61850 en el sistema, según como se muestra en [Adamiak et al., 2010].

Descripción	Mapeo IEC61850
Potencia [P]	ZINV1\$MX\$TotW\$mag\$f
Voltage [V]	ZINV1\$MX\$Vol\$mag\$f
Corriente [I]	ZINV1\$MX\$Amp\$mag\$f
Frecuencia [Hz]	ZINV1\$MX\$Hz\$mag\$f

Tabla 4.11. Mapeo general de datos para las variables más relevantes en cada inversor

Descripción	Campo
IEDName	IED0
LD	Inverter0
LN	ZINV1
DO	AnIn1
DA	mag\$f

Tabla 4.12. Relación entre mapeo de datos y campos del IED

4.5.1.3 Creación del Servidor IEC 61850

A partir del diagrama de comunicaciones propuesto para la implementación del proyecto (figura 3.16) se puede visualizar el rol de servidores que cumplen los IED en el nivel de bahía. Cada dispositivo tiene la capacidad de responder a las solicitudes de diferentes clientes que cumplan con la norma IEC 61850 e incluso de poder compartir su información más relevante con los IEDs de bahía en su mismo nivel utilizando el bus de comunicaciones que los interconecta.

El proceso básico de creación de un servidor IEC 61850 se describe en el diagrama de flujo de la figura 4.26. El primer paso se refiere a la importación del modelo de dispositivo que se configuró usando lenguaje SCL en el archivo .icd, ya que se necesita del perfil de dispositivo para acceder a todas las funcionalidades especificadas en el archivo. Es de aclarar que los archivos a importar son los resultantes del proceso de compilación del modelo estático que se describe en el anexo A.2.

El segundo paso es la creación del objeto IEDServer utilizando el modelo de dispositivo. Posteriormente se inicializa el servidor utilizando el puerto de comunicaciones 102 que enlaza las conexiones a los diferentes clientes posibles. El ciclo principal ejecuta las tareas programadas a la actualización de los atributos y variables análogas pertenecientes a cada IED. Finalmente, y si las condiciones de salida del ciclo principal se cumplen, el servidor se detiene y cierra la conexión (TCP y cliente).

Inmerso en la programación de cada servidor se encuentran algunas características adicionales propias del proyecto y de gran relevancia para su ejecución. Las tareas son:

- ✓ Importación de librerías de lectura/escritura en memoria externa del DSP.

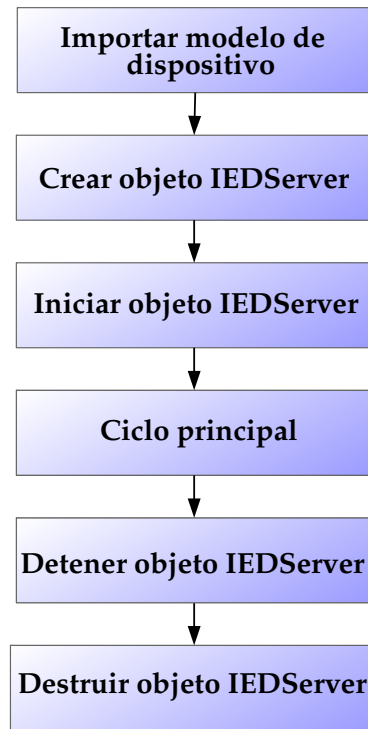


Figura 4.26. Pasos básicos en la operación del IED Server

- ✓ Asignar permisos de escritura para las variables del IED.
- ✓ Enlace de las variables obtenidas y las definidas en el dispositivo.
- ✓ Funcionamiento como publicador/suscriptor para mensajes de tipo SV.

La necesidad de obtener los valores de las variables sensadas en el proceso por la unidad de procesamiento se cubre con la utilización de la librerías definida en el proyecto por los archivos *dsp_spi.h*, *dsp_spi_2a.c* (anexo A.1) que permiten leer/escribir variables en cada ejecución del ciclo principal. Aquí es importante resaltar que los valores de las variables leídas enlazan directamente con las variables del perfil de dispositivo (tabla 4.11).

Para la escritura de variables es importante recalcar que se debe otorgar los permisos necesarios para poder asignar un valor a determinadas variables. De lo contrario las variables pueden ser visibles pero no accesibles desde el lado del cliente. En ambos procesos (lectura y escritura) es necesario apuntar a una dirección de memoria externa que se ha designado con anterioridad en la programación de la unidad de procesamiento.

Todas las características descritas hasta el momento están relacionadas con el uso de mensajes MMS. Además de este tipo de mensajes, en este proyecto se hace uso

de mensajes SV que trascienden del proceso de monitoreo. Los mensajes SV se emplean para el intercambio de información con los IED vecinos posibilitando lazos de control de cada IED en un sistema por agentes. De esta manera cada IED tiene características de publicador y suscriptor, en donde publica sus variables en el bus de comunicaciones con una APPID (valor hexadecimal) única y lee las variables de sus IED vecinos utilizando el mismo bus pero en modo suscriptor. La APPID permite sesgar la información de dispositivos determinados y evitar obtener toda la información disponible en el bus de comunicaciones.

Todas las funciones utilizadas en la creación de cada servidor se encuentran en la carpeta de cada inversor bajo el nombre de inversorX, donde la X representa el número designado para cada inversor presente. Así, cada carpeta tiene un archivo de programación inversorX.c que contiene toda la configuración necesaria para la creación del servidor según como se describe en el anexo A.1.

4.5.1.4 Compilación y Ejecución

Una vez conformado el archivo de programación por completo se realiza el proceso de compilación. Es importante nombrar que la librería *libiec61850* tiene compatibilidad con sistemas ARM, y debido a la utilización del Raspberry pi como sistema embebido principal se debe compilar para este tipo de sistema. Posteriormente la librería genera un archivo ejecutable que debe copiarse en el sistema Raspberry para su posterior ejecución. El proceso se describe puntualmente en el anexo A.3.

4.6 Etapa de Gestión

El nivel de gestión es el encargado del control a nivel superior de todo el sistema. Debido a la configuración definida por el sistema de comunicaciones, el protocolo con el cual debe cumplir para poder realizar el enlace es IEC 61850. De esta manera un sistema supervisor (HMI, SCADA) puede acceder al monitoreo de las distintas variables presentes en cada nodo del sistema. Este proyecto no tiene entre sus objetivos la implementación de un sistema supervisor, pero si debe asegurar los requisitos mínimos de transmisión y conexión. La implementación del proyecto se limita a dejar abierta la posibilidad de conexión a la red de área local cualquier sistema supervisor que cumpla con la norma IEC 61850. Además de brindar acceso sin restricciones a los IED del sistema y a todas las variables monitoreadas. Para la conexión a esta red de área local se utilizó el conmutador descrito en la sección 3.4.1 el cual fue utilizado para la realización de las pruebas de validación del siguiente capítulo.

4.7 Conclusiones

Se realizó la comunicación efectiva de las unidades de procesamiento encargadas de muestrear las variables de interés con los sistemas IED utilizando las interfaces de comunicación SPI que permiten la salida de las variables desde el nivel de proceso a niveles superiores en el sistema.

Se establecieron modelos estáticos de dispositivos que representan las configuraciones físicas de los inversores trifásicos de cada nodo. De esta manera las variables sensadas en el proceso se mapean a variables de dispositivos que pueden ser solicitadas desde distintos clientes IEC 61850 e incluso tienen la posibilidad de comunicación horizontal a los IED de su misma bahía.

Se crearon los servidores IEC 61850 correspondientes para cada inversor capaces de responder a solicitudes de distintos clientes y servidores IEC 61850 de acuerdo a lo dispuesto en la norma. Los servidores tienen capacidades de: monitoreo de variables, escritura de puntos de referencia, control de dispositivos (opcional), publicadores y suscriptores al bus de estación.

La utilización de los protocolos MMS y SV dentro de cada configuración de servidor permiten realizar distintas tareas. Tareas de monitoreo de variables (MMS - para comunicación vertical) para solicitudes de sistemas supervisores y tareas de control (SV - para comunicación horizontal) entre los distintos IEDs ya que permite compartir los valores de las variables relevantes y brinda opciones de implementación de diversos esquemas de control (centralizado, localizado, por agentes etc).

PRUEBAS Y RESULTADOS

5.1 Introducción

El presente capítulo resume las validaciones correspondientes del sistema de comunicaciones propuesto, diseñado e implementado para el proyecto “Micro-redUV”. Debido a que el proyecto se encuentra enmarcado en un contexto de laboratorio con fines educativos y que tiene aportes para la ciencia y tecnología, se implementaron configuraciones de comunicaciones flexibles que permiten implementar diferentes esquemas de control.

Las pruebas realizadas permitieron comprobar el funcionamiento del sistema en dos contextos de comunicación distintos. El primer contexto relacionado con el caso de validación 1 tiene un esquema de comunicación tipo vertical con elementos finales (clientes) que solicitan información frecuentemente a los equipos servidores. Los datos requeridos están relacionados con las variables de interés involucradas en la generación de energía de las fuentes distribuidas con distintos fines, como gestión y monitorización, tareas que no demandan velocidades de respuesta extremas y que fueron atendidas con la implementación de mensajes MMS, orientados a la conexión.

En la validación, la fuente de energía distribuida es implementada con base a un modelo de un generador fotovoltaico que utiliza parámetros reales de un panel fotovoltaico e implementa un algoritmo de extracción de máxima potencia (MPPT).

El caso de validación 2 parte de las configuraciones realizadas en la validación 1 con variaciones en distintos elementos. Aquí son cuatro fuentes fotovoltaicas distribuidas, cada una con su IED modificando las condiciones operativas, de tal forma que cada una de las fuentes tiene diferentes puntos de operación. Los cuatro IED's implementados actúan todos en modo servidor IEC 61850 con un esquema de comunicación de tipo horizontal, donde cada módulo IED publica la información de las variables relevantes de su nodo a un bus de Estación que además permite suscribirse a la información de interés. En este caso, cada IED se suscribe a la información de los tres módulos IED restantes para así tener pleno conocimiento del comportamiento de sus módulos vecinos.

La validación del sistema de comunicaciones no se ve afectada al utilizar un modelo de las fuentes de generación, o utilizar las fuentes distribuidas reales. Esto debido a

que en ambos casos, el IED lee los datos desde la unidad de procesamiento DSP, quien en el caso simulado o real, captura, procesa y entrega las variables eléctricas.

5.2 Caso de validación 1: Simulación de un Sistema Fotovoltaico con comunicación a un servidor IEC 61850

La primer prueba de funcionamiento de los módulos IED propuestos para el sistema de comunicaciones consistió en la validación de la transferencia de datos desde un generador fotovoltaico simulado utilizando la unidad de procesamiento (DSP-21369) y el sistema embebido Raspberry pi actuando como servidor IEC 61850. La figura 5.27 ilustra los componentes del correspondiente sistema de validación.

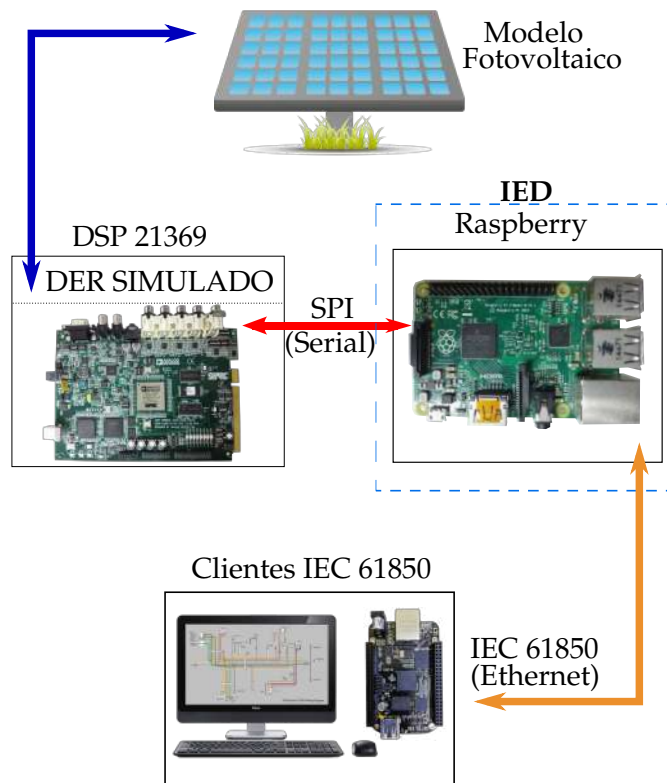


Figura 5.27. Esquema general para validar transferencia de datos en el IED

En la figura 5.27 el inicio del proceso se ubica en el modelo fotovoltaico que se simula utilizando el DSP 21369 mediante lenguaje c. En la programación respectiva se incluye las configuraciones necesarias para tener a la comunicación desde un dispositivo externo utilizando el protocolo SPI que permite leer/escribir en la memoria externa del DSP 21369. El raspberry pi actúa como IED del sistema debido a que ejecuta

un servidor IEC 61850. Este asocia las variables del sistema fotovoltaico simulado a objetos de datos que se configuran para que puedan ser solicitados desde un dispositivo externo, por ejemplo un cliente IEC 61850. Así, los requisitos básicos para la comunicación son: bus de comunicaciones ethernet e intercambio de mensajes (solicitudes) desde el cliente según la norma IEC 61850.

Se utiliza un cliente basado en IEC 61850 para realizar las correspondientes solicitudes de datos. En este caso el sistema embebido empleado fue el Raspberry pi, pero no se tienen restricciones de hardware para implementar el cliente respectivo. Como lo ilustra la figura 5.27, los clientes pueden ser ordenadores u otros sistemas embebidos que cumplan el requisito de ejecutar el protocolo IEC 61850. La tabla 5.13 resume las configuraciones de red para los dispositivos utilizados en la validación.

Dispositivo	IP	Tipo
Raspberry pi 2B	192.168.130	Servidor (IED)
Raspberry pi 3	192.168.0.113	Cliente

Tabla 5.13. Configuración de dispositivos para el caso de validación 1

El sistema simulado consiste de un panel fotovoltaico conectado a un convertidor tipo “boost”. El clásico algoritmo implementado de seguimiento de máxima potencia “Perturbar y Observar” (P&O) permite extraer la máxima potencia del panel fotovoltaico. La simulación usa el modelo de diodo [Orozco-Gutierrez et al., 2013] para la representación del modelo del panel. La tabla 5.14 muestra los parámetros de un panel fotovoltaico YL140P-17b que se encuentra instalado y a disposición del proyecto “Micro-redUV”.

Panel	Valor
I_{sat} [A]	5.3596×10^{-10}
V_{td} [V]	0.9495
R_h [Ω]	150.7004
R_s [Ω]	0.1793
I_{ph} [A]	8.3

Tabla 5.14. Parámetros del módulo fotovoltaico

La unidad de procesamiento (DSP-21369) es la encargada de simular todos los elementos necesarios (generador fotovoltaico, convertidor tipo “boost”) y el algoritmo de seguimiento de máxima potencia. Las variables resultantes de la simulación; voltaje, corriente y potencia son enviadas al servidor IEC 61850 (IED) quien se encarga de responder a las solicitudes de datos desde el cliente.

En el caso simulado, la irradiancia incidente en el panel inicia en $1000W/m^2$ a 45° C. Una caída del valor de irradiancia a $500W/m^2$ en el instante de tiempo $t = 25ms$ simula una condición de nubosidad. Los parámetros para el algoritmo “perturbar

y observar” son: periodo de perturbación $T_p = 0.001s$ y amplitud de perturbación $\Delta d = 0.005$ [Manganiello et al., 2014]. La figura 5.28 muestra las gráficas de potencia y voltaje resultantes. Aquí el algoritmo P&O converge al punto de máxima potencia en un momento cercano a $t = 15ms$. En un algoritmo P&O clásico, una perturbación alrededor del punto de máxima potencia produce oscilaciones en el voltaje, como lo muestra la figura 5.28. En el instante de tiempo $t = 25ms$, cuando una condición de nubosidad aparece, el sistema fotovoltaico muestra una respuesta de transición rápida. En este ejemplo se generan 500.000 muestras que simulan 50 ms de funcionamiento. El tiempo de transferencia de datos, desde que se genera la solicitud hasta que se obtiene la respuesta se encuentra en un rango de 600-660 μs . Los datos transmitidos fueron potencia, voltaje y corriente, todos en formato de punto flotante de 32 bits.

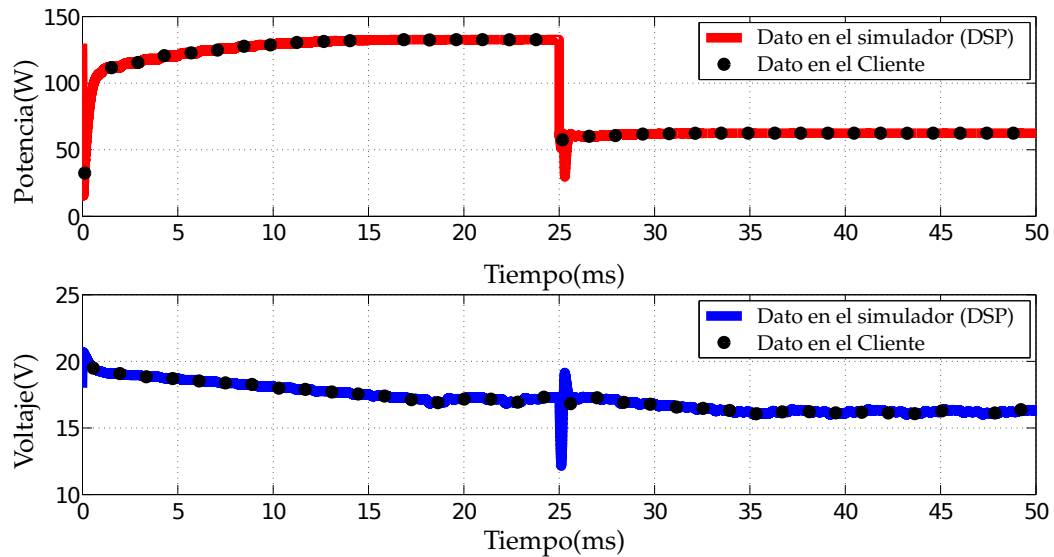


Figura 5.28. Validación de transferencia de datos a través del IED

La figura 5.28 muestra las gráficas correspondientes para potencia y voltaje. La señal punteada muestra los datos recibidos en el cliente, transferidos desde el simulador (DSP) por medio del IED diseñado. A pesar de que Ethernet no ofrece tasas de transmisión fijas, la velocidad de transmisión es suficiente para un segundo nivel de control de la microgrid. Además los tiempos de transmisión resultantes cumplen con lo establecido en [Photovoltaics and Storage, 2011] donde el modelo de referencia de interoperabilidad en redes inteligentes relaciona tiempos de transferencia de información menores a 3 ms en una aplicación con distancias de alcance en metros.

Una captura del tráfico de red del IED servidor se realiza usando el analizador de protocolos de red *Wireshark* que sirve para corroborar las configuraciones realizadas en el IED implementado.

La pila de protocolos ilustrados en la figura 5.29 satisface las características desde la

PRUEBAS Y RESULTADOS

capa física a la capa de aplicación de la pila presentada en [Johnsen and SINTEF, 2007] para el protocolo MMS descrito para IEC 61850.

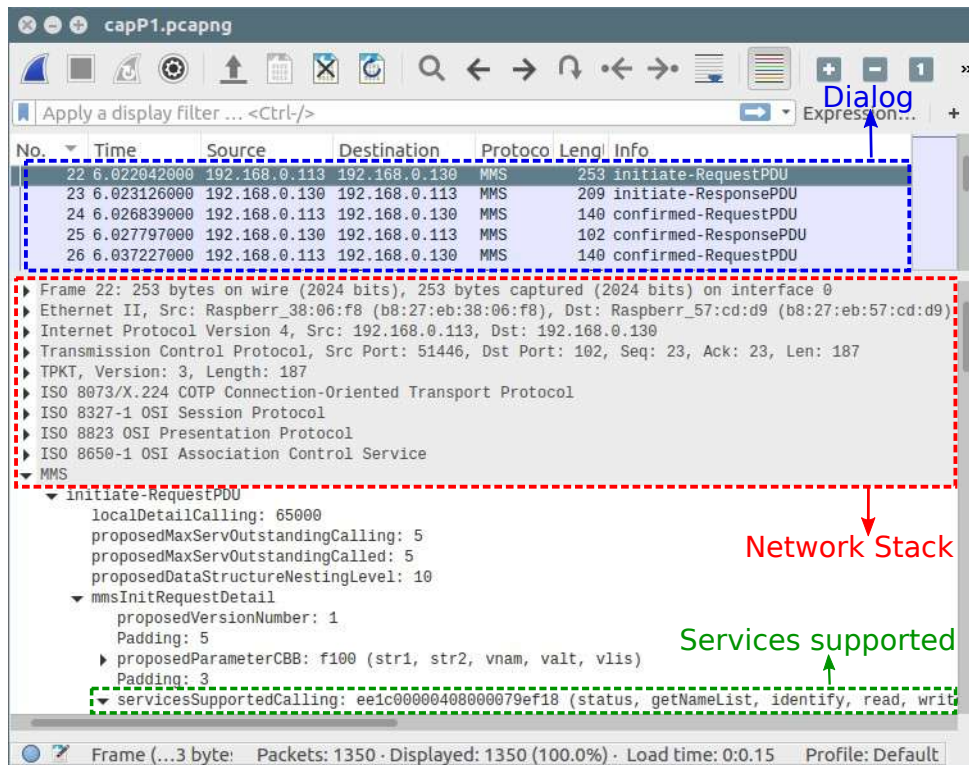


Figura 5.29. Pila de protocolos ilustrado mediante Wireshark

```
servicesSupportedCalling: ee1c90000408000079ef18 (status, getNameList,
1... .. = status: True
1... .. = getNameList: True
1... .. = identify: True
...0... .. = rename: False
...1... .. = read: True
...1... .. = write: True
...1... .. = getVariableAccessAttributes: True
...0... .. = defineNamedVariable: False
0... .. = defineScatteredAccess: False
0... .. = getScatteredAccessAttributes: False
0... .. = deleteVariableAccess: False
0... .. = defineNamedVariableList: True
...1... .. = getNamedVariableListAttributes: True
...1... .. = deleteNamedVariableList: True
...0... .. = defineNamedType: False
...0... .. = getNamedTypeAttributes: False
0... .. = deleteNamedType: False
0... .. = input: False
0... .. = output: False
0... .. = takeControl: False
...0... .. = relinquishControl: False
...0... .. = defineSemaphore: False
...0... .. = deleteSemaphore: False
...0... .. = reportSemaphoreStatus: False
0... .. = reportPoolSemaphoreStatus: False
0... .. = reportSemaphoreEntryStatus: False
0... .. = initiateDownloadSequence: False
0... .. = downloadSegment: False
...0... .. = terminateDownloadSequence: False
...0... .. = initiateUploadSequence: False
...0... .. = uploadSegment: False
```

Figura 5.30. Servicios soportados.

La solicitud inicial desde el cliente hacia el servidor mostrada en la figura 5.29 identifica los servicios necesarios para el cliente listados en la figura 5.30. El servidor responde a las solicitudes confirmando los servicios solicitados. En la solicitud 24, el

cliente especifica un servicio de “lectura” apuntando a un dominio específico. Para el ejemplo en este trabajo el campo “domainId” se compone por el nombre del IED (IED0) concatenado al nombre del dispositivo lógico (inverter0)-IED0Inverter0 como se ilustra en la penúltima línea de la figura 5.31.

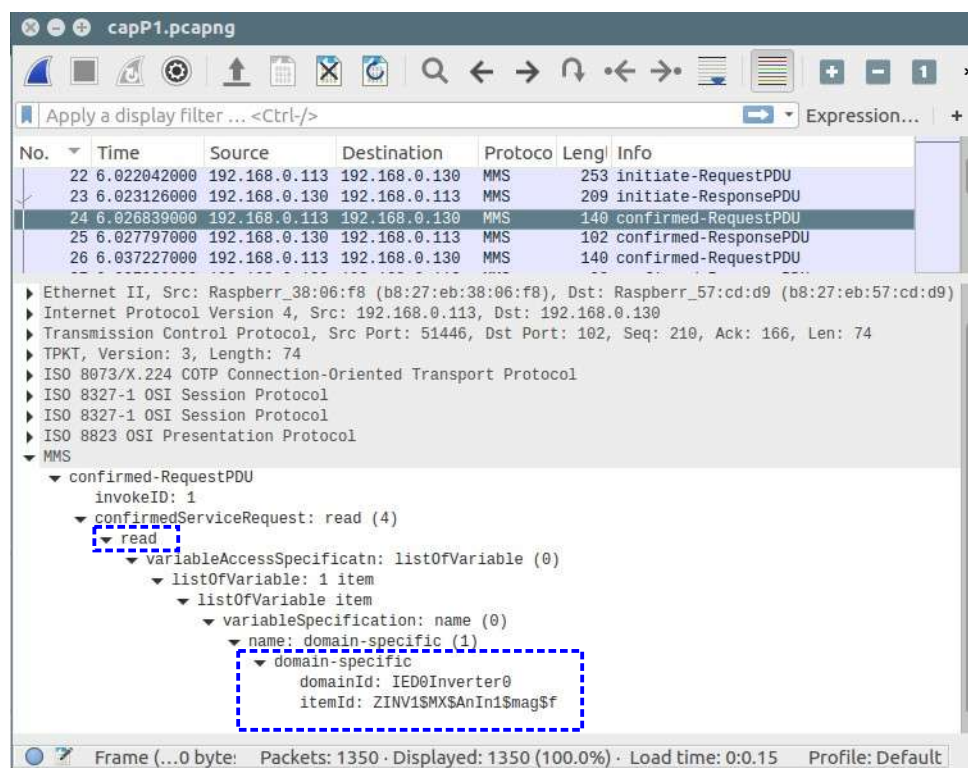


Figura 5.31. Solicitud confirmada, identificada “lectura” como tipo de servicio

El servidor responde con el valor de la variable solicitada en formato flotante de simple precisión, mostrado en la figura 5.32 en formato hexadecimal. Para el ejemplo la solicitud 697 es confirmada. Correspondiente a la primera medida de potencia después del cambio en el nivel de irradiancia. Los últimos 32 bits corresponden a el valor de la variable (0x4265c4e1) equivalente a 57.442265 en formato decimal, que corresponde al valor de la potencia en ese instante de tiempo.

La figura 5.33 resume el dialogo completo entre el Cliente y IED servidor para la lectura de las variables solicitadas mostrando las solicitudes y tiempo de procesamiento para responder.

PRUEBAS Y RESULTADOS

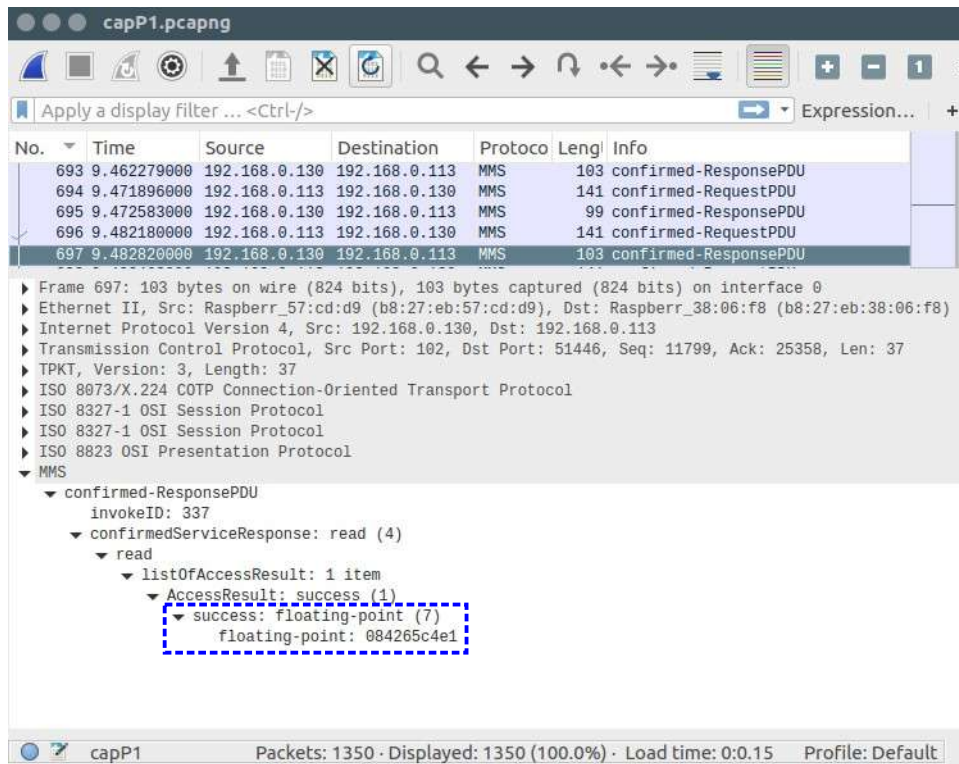


Figura 5.32. Respuesta a la solicitud de lectura. Variable en punto flotante.

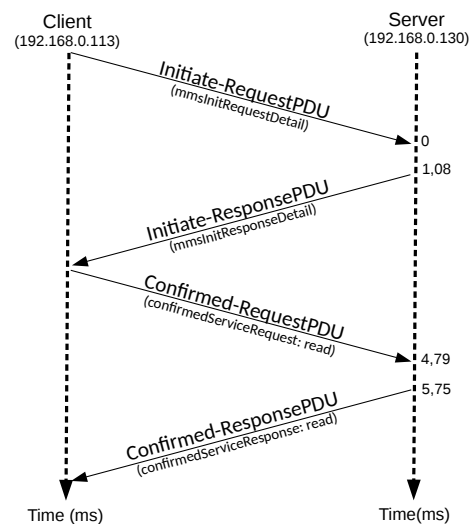


Figura 5.33. Dialogo entre Cliente y Servidor

5.3 Caso de validación 2: Simulación de 4 Sistemas Fotovoltaicos con comunicación horizontal entre servidores

La segunda prueba de validación consistió en la transferencia de datos en un esquema de comunicación distribuido donde cada servidor IEC 61850 recoge la información de las variables de su respectivo nodo, pero además recibe la información de las variables de los nodos vecinos. La figura 5.34 ilustra la configuración de los dispositivos, modelos y canales de comunicación utilizados en el proceso.

El proceso de la figura 5.34 inicia con el modelo base del generador fotovoltaico del caso de validación 1, configurado con los parámetros de la tabla 5.14. Para cada generador se programa condiciones de irradiancia distintas para simular diferentes condiciones operativas. La tabla 5.15 ilustra las condiciones de irradiancia predeterminadas para cada modelo. Así, hay dos modelos que no tienen cambios en los niveles de irradiación y dos que sufren variaciones. De estos, un modelo inicia con un valor de irradiación elevada y a los $12,5 \mu s$ sus niveles de irradiación caen drásticamente. El último modelo inicia con niveles bajos de irradiación y posteriormente en el instante $37,5 \mu s$ su nivel de irradiación se eleva considerablemente. Cada modelo es simulado por una unidad de procesamiento programada en lenguaje c, que por medio del bus de comunicaciones SPI brinda las opciones de lectura y escritura desde los servidores IEC 61850 o IED's.

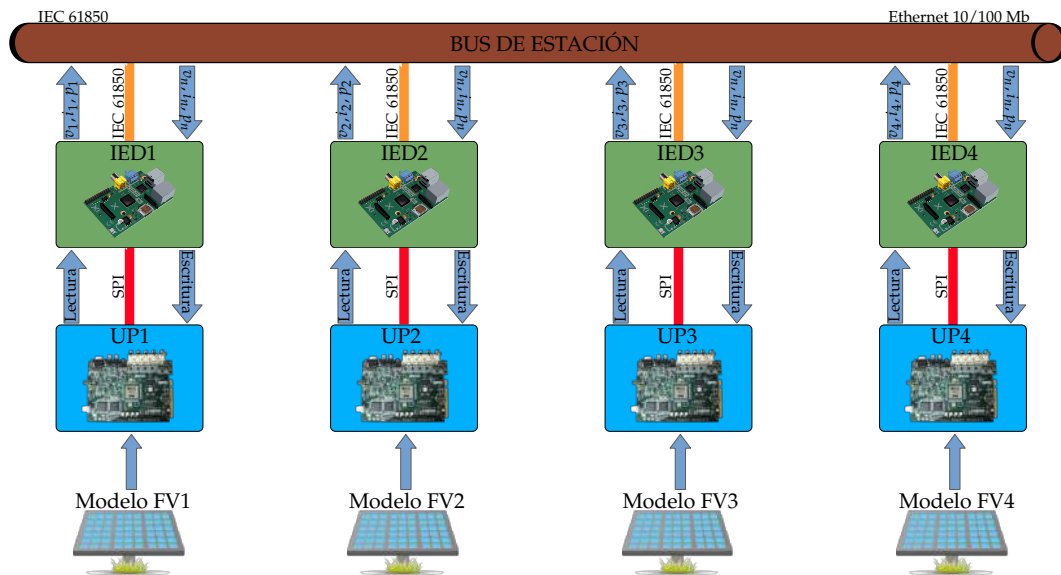


Figura 5.34. Esquema de comunicación por agentes utilizado en la prueba de validación

Cada módulo IED tiene las características de la tabla 5.16. Usando el puerto ethernet cada IED implementa comunicación horizontal utilizando mensajes SV (*Sample Values*)

PRUEBAS Y RESULTADOS

Dispositivo	Irradiancia Inicial (W/m^2)	Instante de Variación (ms)	Irradiancia Final (W/m^2)
UP1	1000	-	1000
UP2	500	-	500
UP3	1000	12,5	200
UP4	100	37,5	950

Tabla 5.15. Comportamiento de la irradiancia en cada modelo fotovoltaico

publicando su respectiva información al bus de Estación. La configuración básica para cada IED como dispositivo publicador se resume en la tabla 5.17. Además del rol de publicador, se configura cada dispositivo para que sea suscriptor de la información de la que desea conocer. Para la validación, cada IED es suscriptor de todos los IED's vecinos. Así, las variables de voltaje, corriente y potencia de cada nodo son publicadas por cada IED, a su vez que la misma información de voltaje, corriente y potencia de los nodos restantes son suscritas.

Dispositivo	IP	Tipo
Raspberry pi 2B	192.168.0.132	Servidor (IED1)
Raspberry pi 2B	192.168.0.107	Servidor (IED2)
Raspberry pi 2B	192.168.0.142	Servidor (IED3)
Raspberry pi 2B	192.168.0.104	Servidor (IED4)

Tabla 5.16. Configuración de dispositivos para el caso de validación 2

Dispositivo	Nombre del Publicador	Identificador de Publicador
IED1	Inv1	0x4001
IED2	Inv2	0x4002
IED3	Inv3	0x4003
IED4	Inv4	0x4004

Tabla 5.17. Configuración básica para cada elemento publicador

Para la validación de la transmisión de datos se implementó la captura de tramas usando el software Wireshark. La figuras 5.35 y 5.36 ilustran las capturas para el IED1. La figura 5.35 muestra el contenido de la información publicada, donde el IED envía al bus de Estación la información de las variables relevantes de su proceso. Se ilustran el listado de mensajes recibidos y enviados bajo el esquema de mensajes SV, la pila de protocolos involucrada en la transmisión de la información y la estructura de configuración de cada mensaje SV.

Es de resaltar que el tipo de mensajes SV es destinado a muestreo de datos, especialmente con variables como voltajes y corrientes, por lo cual la velocidad de transmisión es uno de los aspectos fundamentales de este tipo de mensajes y por lo

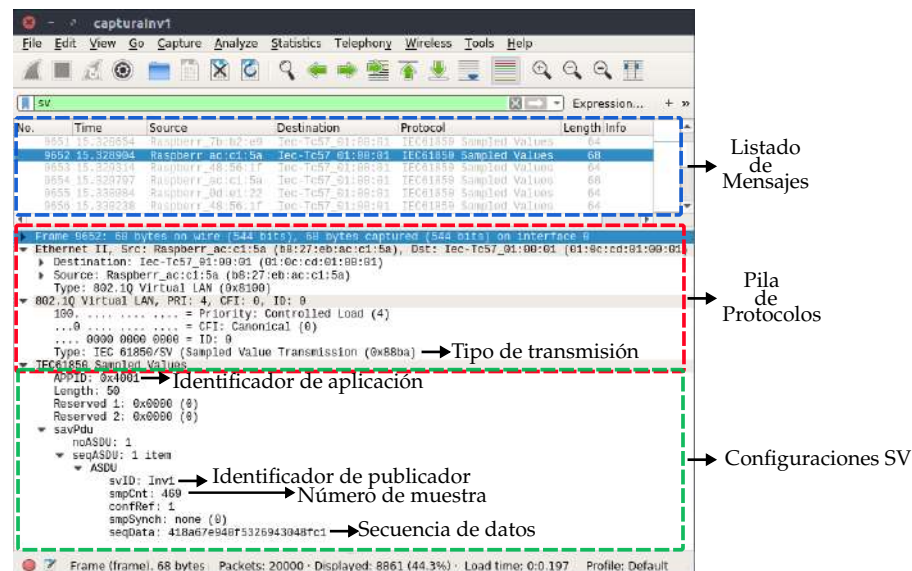


Figura 5.35. Captura de paquetes de datos para mensajes SV salientes usando Wireshark

cual emplea solo hasta la capa de enlace de datos para la transmisión de sus valores. Así el procesamiento por capas superiores es nulo, lo que mejora considerablemente la latencia de la información. En la figura 5.35 se logra identificar que la pila de protocolos involucra solamente hasta la capa de enlace de datos. Los campos más relevantes de la estructura del mensaje SV son: el campo *APPID* quien muestra el identificador para la aplicación del dispositivo en la sub-red; *svID* muestra el nombre del publicador; *smpCnt* cuenta el número de muestras recibidas/transmitidas. Por último el campo *seqData* concatena cada variable en grupos de 4 bytes que conforman cada dato de punto flotante de 32 bits. Es importante resaltar que los identificadores de cada elemento deben ser únicos dentro de la sub-red para evitar confusiones en la información.

La figura 5.36 ilustra un tipo de captura similar al anteriormente explicado utilizando el caso de comunicación entre el IED1 y IED3. Este tipo de captura se diferencia debido al tipo de información que contiene, ya que la información capturada proviene de la suscripción que el dispositivo IED1 tiene con el IED3. Toda la información mostrada corresponde a los datos que el IED3 publica sobre el bus de Estación y de los cuales el IED1 tiene acceso debido a la suscripción a la información publicada por el servidor IED3.

Según el esquema de la prueba de validación 2 (figura 5.34), la configuración de las variables publicadas y suscritas se puede resumir como lo muestra la tabla 5.18, en donde se ilustran las variables publicadas por cada dispositivo y las variables que se esperan por cada suscripción realizada. Se tiene un total de 12 variables publicadas sobre el bus de Estación constantemente, de las cuales cada dispositivo suscribe 9 para conocer el comportamiento de las variables de los dispositivos a su alrededor.

PRUEBAS Y RESULTADOS

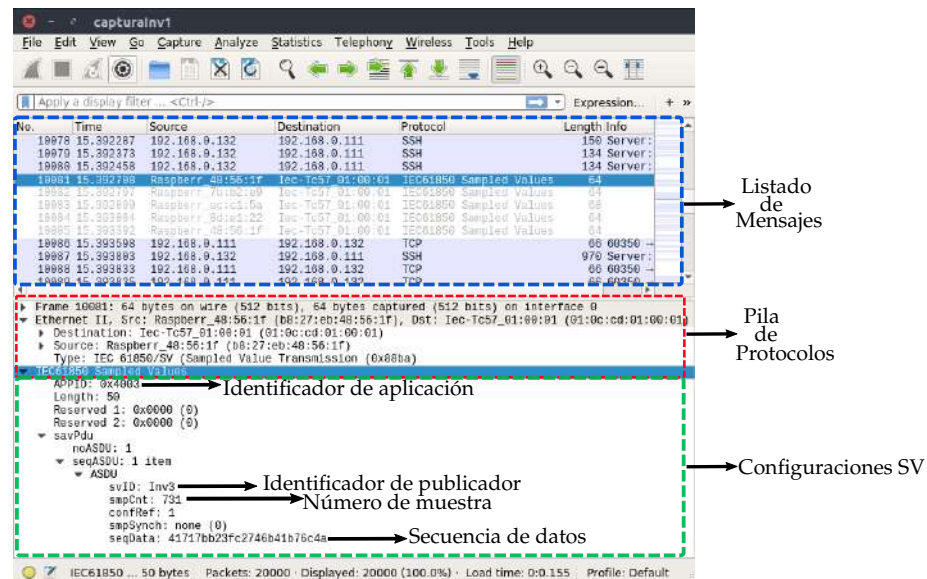


Figura 5.36. Captura de paquetes de datos para mensajes SV entrantes usando Wireshark

Dispositivo	Unidad de Procesamiento	Variables Publicadas	Suscripción	Variables Leídas
IED1	UP1	$v1, i1, p1$	IED2	$v2, i2, p2$
			IED3	$v3, i3, p3$
			IED4	$v4, i4, p4$
IED2	UP2	$v2, i2, p2$	IED1	$v1, i1, p1$
			IED3	$v3, i3, p3$
			IED4	$v4, i4, p4$
IED3	UP3	$v3, i3, p3$	IED1	$v1, i1, p1$
			IED2	$v2, i2, p2$
			IED4	$v4, i4, p4$
IED4	UP4	$v4, i4, p4$	IED1	$v1, i1, p1$
			IED2	$v2, i2, p2$
			IED3	$v3, i3, p3$

Tabla 5.18. Mapeo de la información para la prueba de validación 2

Los resultados generales de las distintas transmisiones de información en todos los dispositivos se muestran desde la figura 5.37 hasta la figura 5.48.

Así, para el dispositivo IED1, la figura 5.37 muestra los datos recibidos desde el IED2 correspondientes al modelo fotovoltaico 2. En color naranja, azul y rojo se muestran las variables de potencia (P), voltaje (V) y corriente (A) respectivamente. Estas señales muestran el comportamiento de la unidad de procesamiento UP2, asociada al IED2. Los puntos negros de cada gráfica representan los datos que el IED1 recibió por medio de la suscripción a IED2. Se puede corroborar gráficamente que la información corresponde al comportamiento esperado para el nodo 2 en donde no se programó

ninguna variación en el nivel de irradiancia y se mantuvo a un nivel medio respecto a la información configurada en la tabla 5.15.

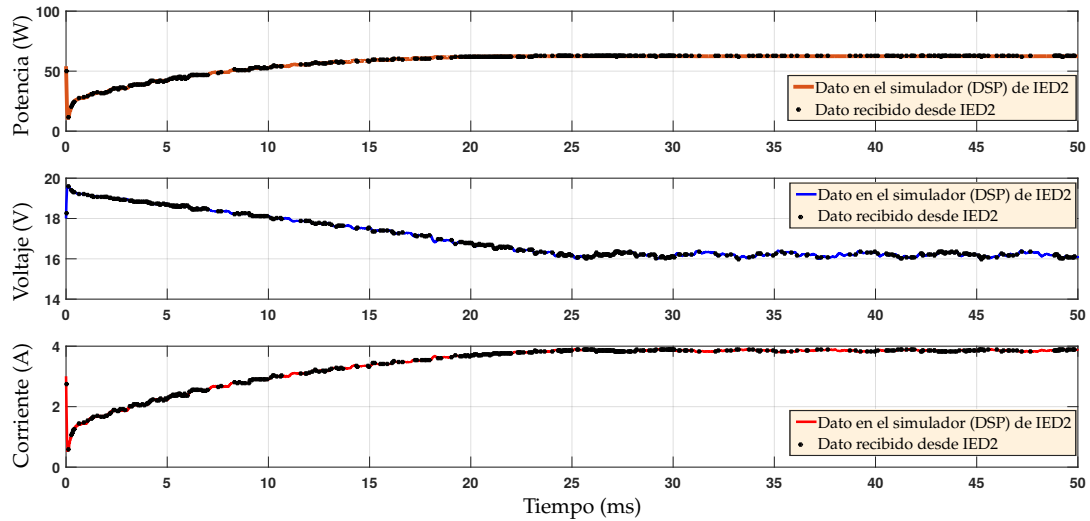


Figura 5.37. Variables recibidas en IED1 desde IED2

Las figuras 5.38 y 5.39 relacionan la información correspondiente para los datos de entrada desde IED3 e IED4.

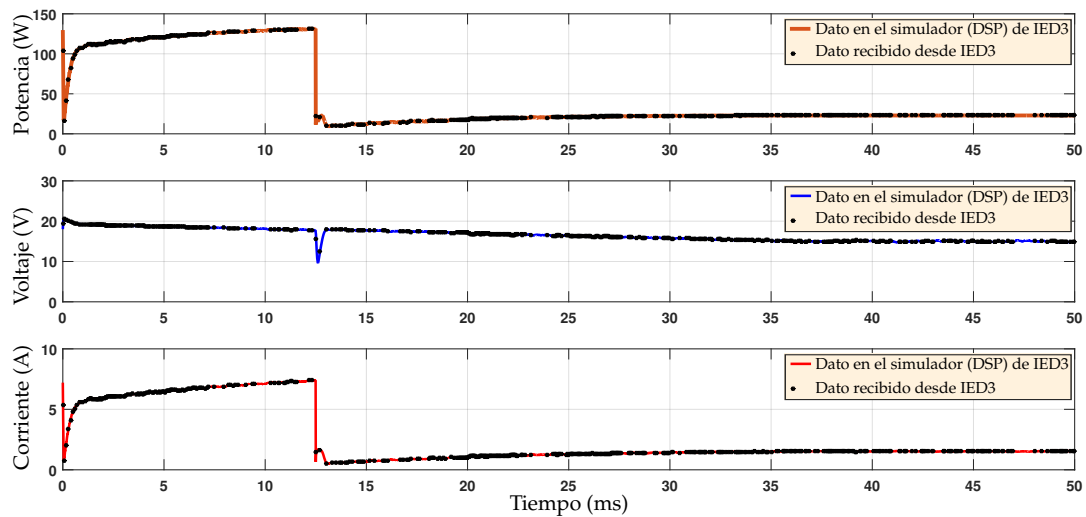


Figura 5.38. Variables recibidas en IED1 desde IED3

Para el dispositivo IED2 las figuras 5.40, 5.41 y 5.42 muestran los datos ingresados desde cada uno de los nodos vecinos. Aquí el comportamiento del IED1 es ilustrado y

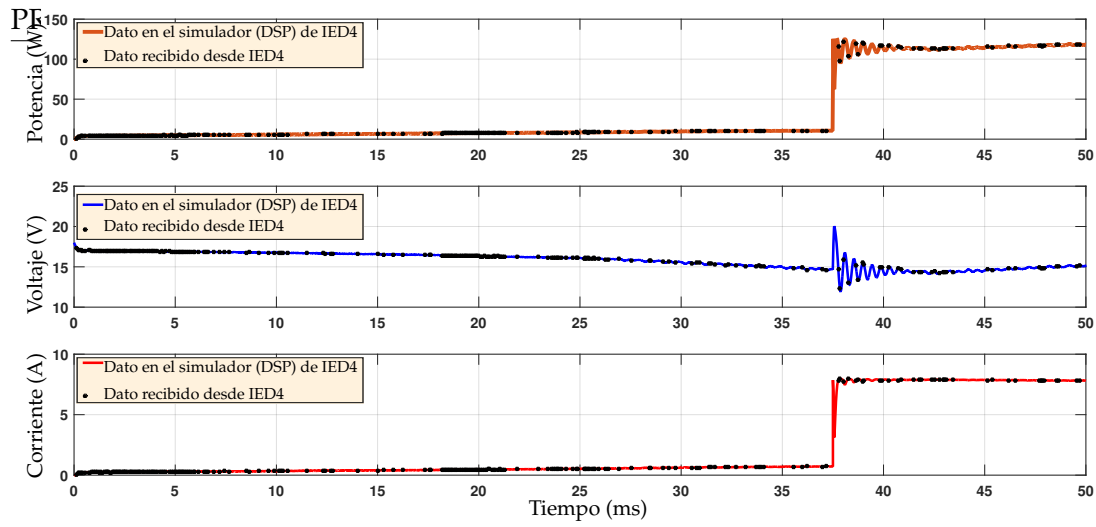


Figura 5.39. Variables recibidas en IED1 desde IED4

los restantes comportamiento son acordes con la información reflejada anteriormente por parte del IED1.

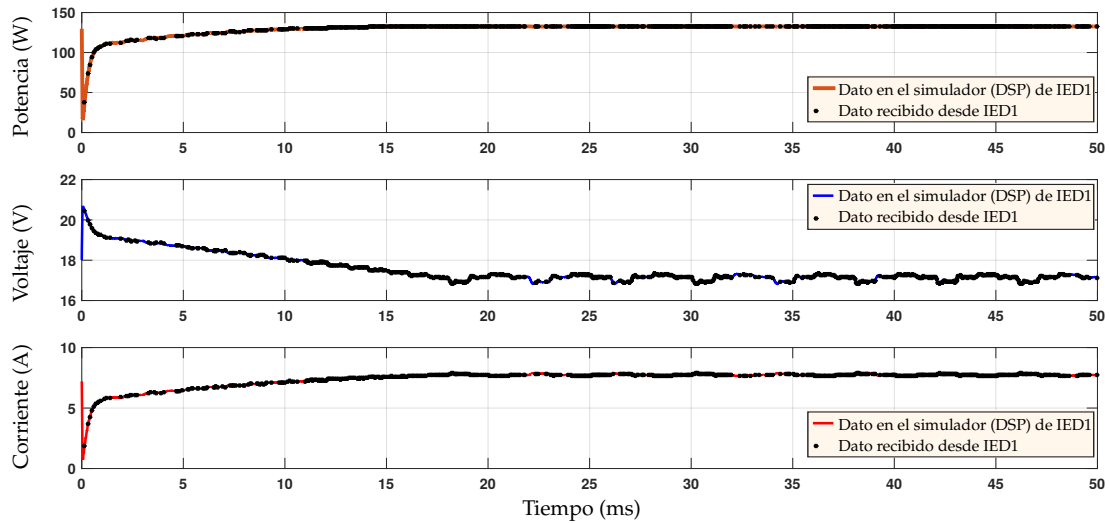


Figura 5.40. Variables recibidas en IED2 desde IED1

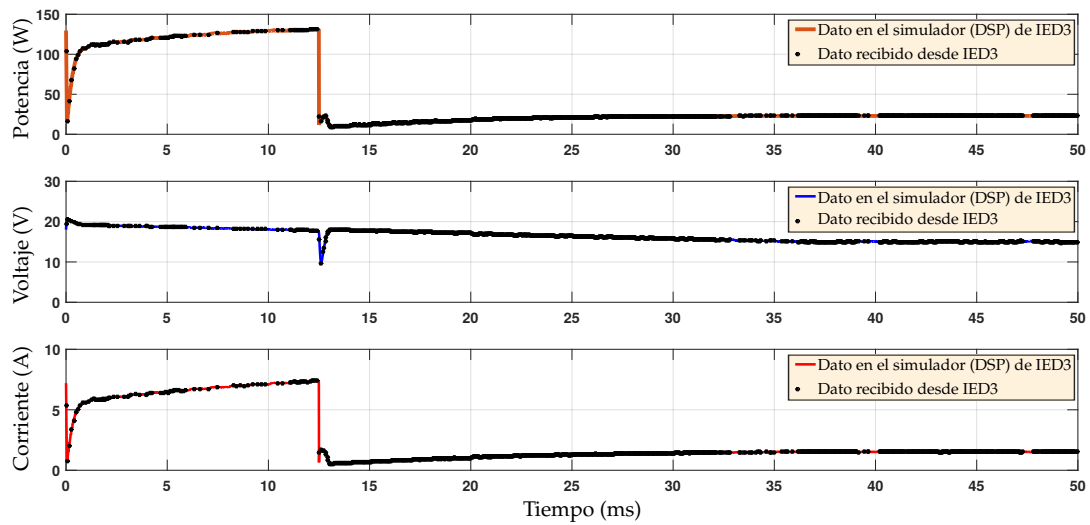


Figura 5.41. Variables recibidas en IED2 desde IED3

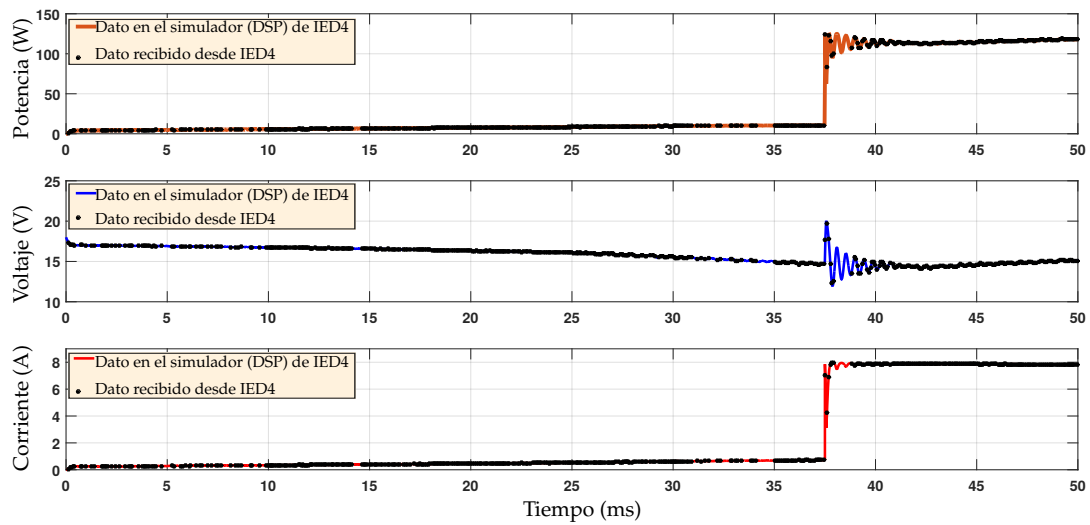


Figura 5.42. Variables recibidas en IED2 desde IED4

Para el dispositivo IED3 las figuras 5.43, 5.44 y 5.45 muestran los datos ingresados desde cada uno de los nodos vecinos. El comportamiento de los datos es correcto según la información que se ha mostrado anteriormente para cada uno de los comportamientos ilustrados.

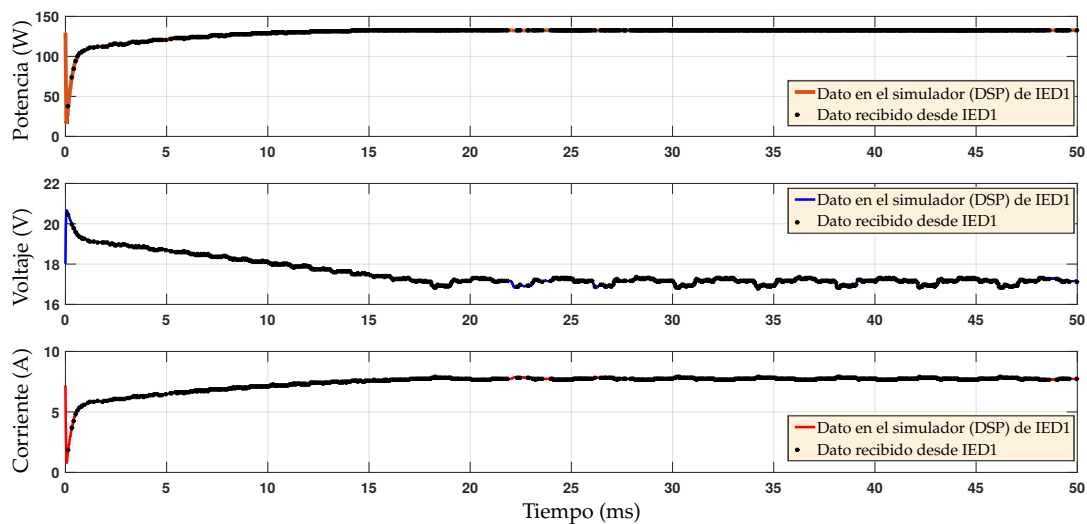


Figura 5.43. Variables recibidas en IED3 desde IED1

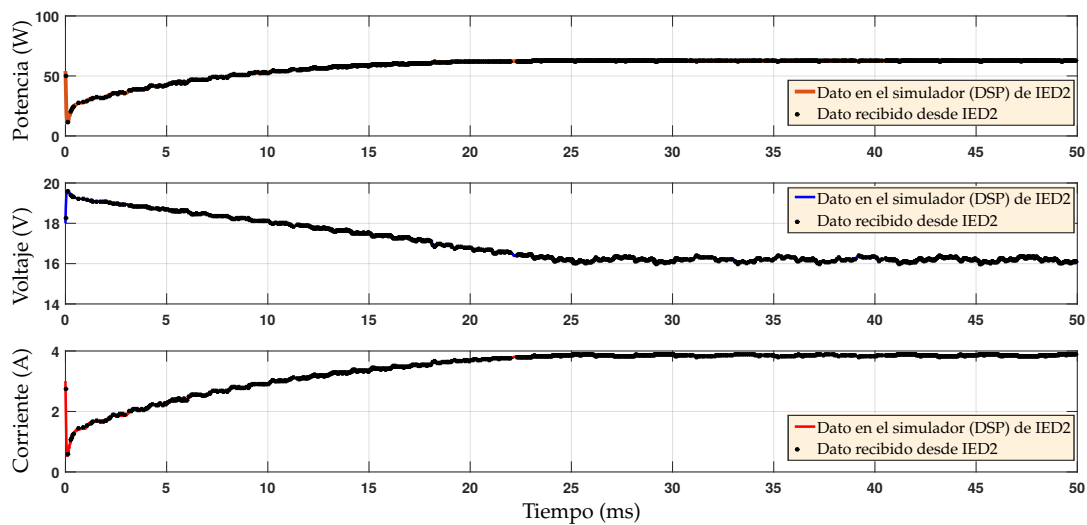


Figura 5.44. Variables recibidas en IED3 desde IED2

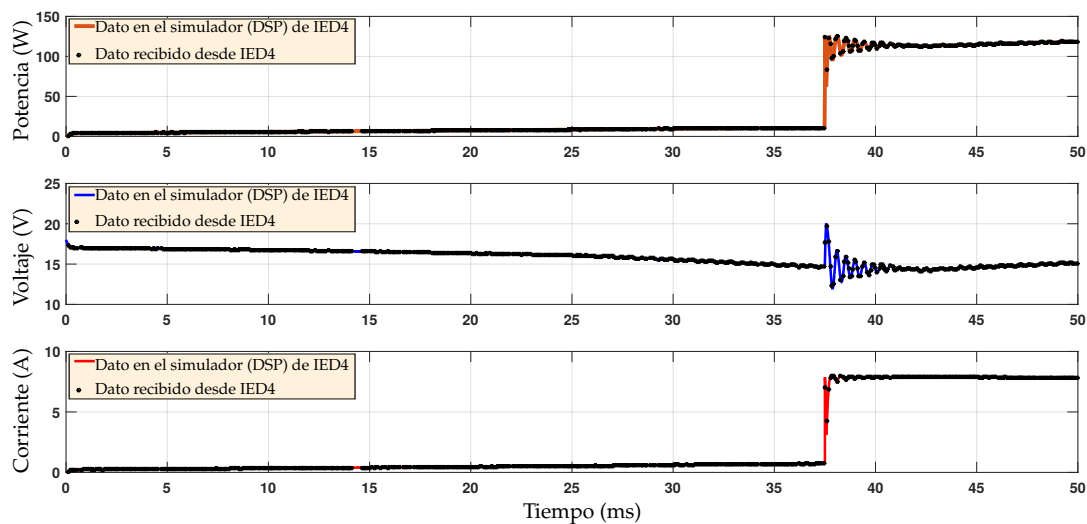


Figura 5.45. Variables recibidas en IED3 desde IED4

En ultima posición se encuentran las variables recibidas en el IED4, las cuales se reflejan en las figuras 5.46, 5.47 y 5.48.

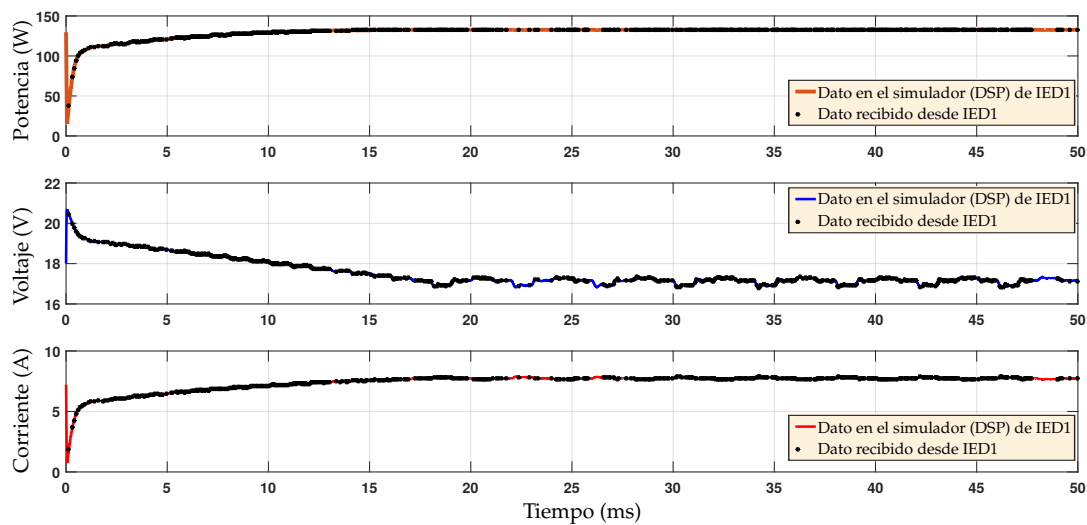


Figura 5.46. Variables recibidas en IED4 desde IED1

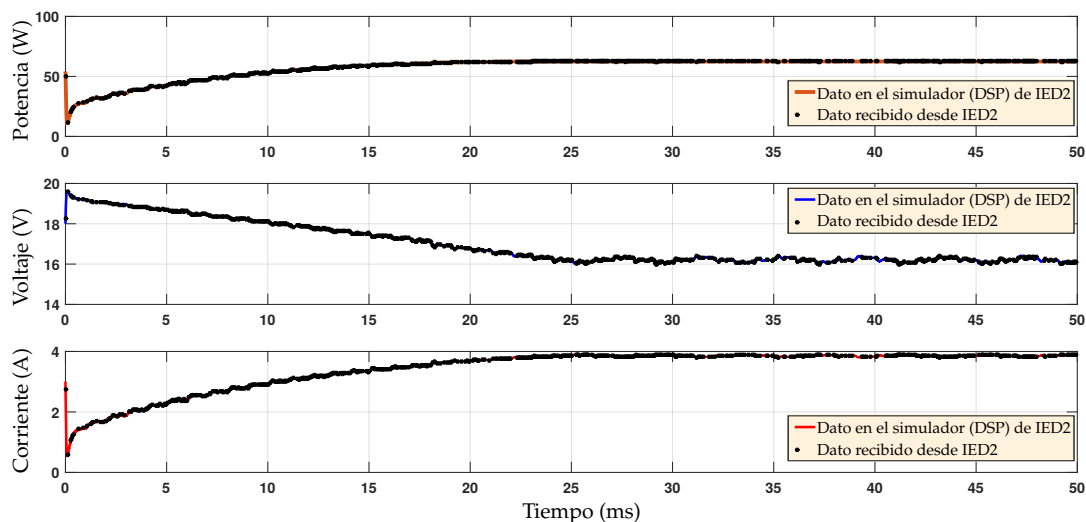


Figura 5.47. Variables recibidas en IED4 desde IED2

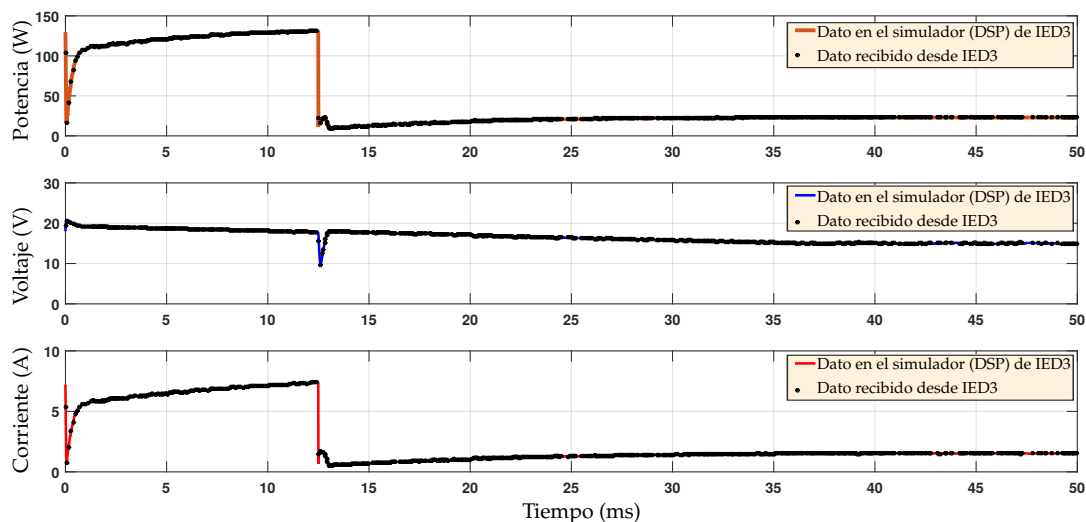


Figura 5.48. Variables recibidas en IED4 desde IED3

Finalmente se realizaron las respectivas mediciones en las latencias promedio de todos los datos presentes en el bus de Estación. La respectiva información se ilustra en la tabla 5.19 y es descrita para cada IED. Aquí el promedio más bajo, por ende el menor retardo en recepción de los datos fue para el IED4 con un promedio de $357,02 \mu s$. El mayor retraso en la recepción de la información se ubica en el IED3 con $454,17 \mu s$. Las diferencias de transmisiones entre los diferentes dispositivos no es considerable,

teniendo en cuenta de que estos promedios son enfocados en la transmisión de 3 variables para cada dispositivo simultáneamente. De esto se infiere que es una velocidad de transmisión menor que en la registrada en la prueba de validación 1, donde se trabajó con mensajes MMS.

Dispositivo	Latencia Promedio (μs)
IED1	406,42
IED2	430,93
IED3	454,17
IED4	357,02
Promedio	412,14

Tabla 5.19. Latencia promedio en la recepción de los datos para cada IED

5.4 Caso de validación 3: Control de Frecuencia y Voltaje utilizando Inversores en Conexión en Paralelo

La última validación realizada comprende la implementación de un esquema de control secundario con un algoritmo de control de voltaje y frecuencia que busca regular los valores de referencia (voltaje y frecuencia) de la red ante diferentes perturbaciones como alteraciones en las cargas o la conexión/desconexión de otros inversores. Para la realización de la prueba experimental fue necesario implementar una configuración de inversores en paralelo como lo muestra la figura 5.49, donde se cuenta con un inversor maestro encargado de dirigir e imponer sus referencias y un inversor esclavo que debe ajustar su comportamiento siguiendo las ordenes del inversor maestro.

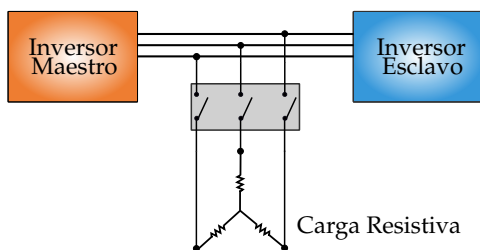


Figura 5.49. Esquema de dos inversores con conexión en paralelo

En este caso, el inversor maestro comparte una carga resistiva con el inversor esclavo. Los valores de compensación son transmitidos desde el inversor maestro hacia el inversor esclavo utilizando el sistema de comunicación implementado usando el protocolo IEC 61850. La unidad de procesamiento del inversor maestro calcula los valores de compensación de voltaje y frecuencia usando un esquema de control

de caída. Cada inversor tiene un control proporcional-integral (PI) que regula las variaciones de voltaje y frecuencia cuando la carga es conectada. En esta prueba, los valores nominales de la frecuencia y el voltaje son de 377rad/s y 25V respectivamente. Los valores de compensación del inversor maestro son los valores de referencia para el inversor esclavo, los cuales son enviados utilizando mensajes de tipo SV. El inversor esclavo usa los valores de compensación recibidos como referencias de su propio controlador PI.

Las figuras 5.50 y 5.51 presentan el comportamiento de la frecuencia y potencia de cada inversor en cada una de las etapas desarrolladas para la prueba. La primer etapa, comprendida entre las 0 y 5000 muestras, la carga es alimentada por los dos inversores sin activar ningún controlador PI. En esta situación la frecuencia es menor que el valor nominal debido a la alteración que produce la carga sobre los dos inversores que en ese momento aportan el mismo nivel de potencia a la carga. En la etapa dos, desde las 5000 a 11000 muestras, el controlador PI del inversor maestro es activado, por lo que frecuencia es regulada a su valor nominal (377rad/s). Desde este punto el envío de información hacia el inversor esclavo es activado, aunque la compensación interna aun está deshabilitada. De esta manera, toda la potencia es aportada por el inversor maestro. Como en este punto el inversor esclavo no tiene exigencias de carga, su valor de frecuencia retorna a su valor de referencia.

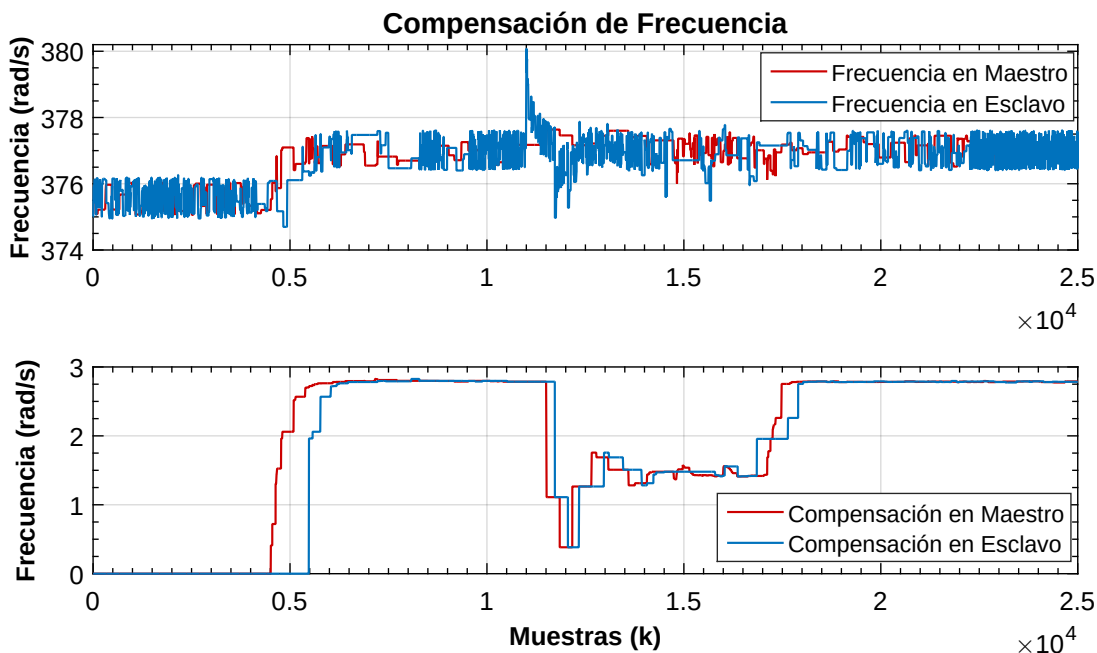


Figura 5.50. Valores de frecuencia (superior) y valores de compensación (inferior) en inversores maestro y esclavo

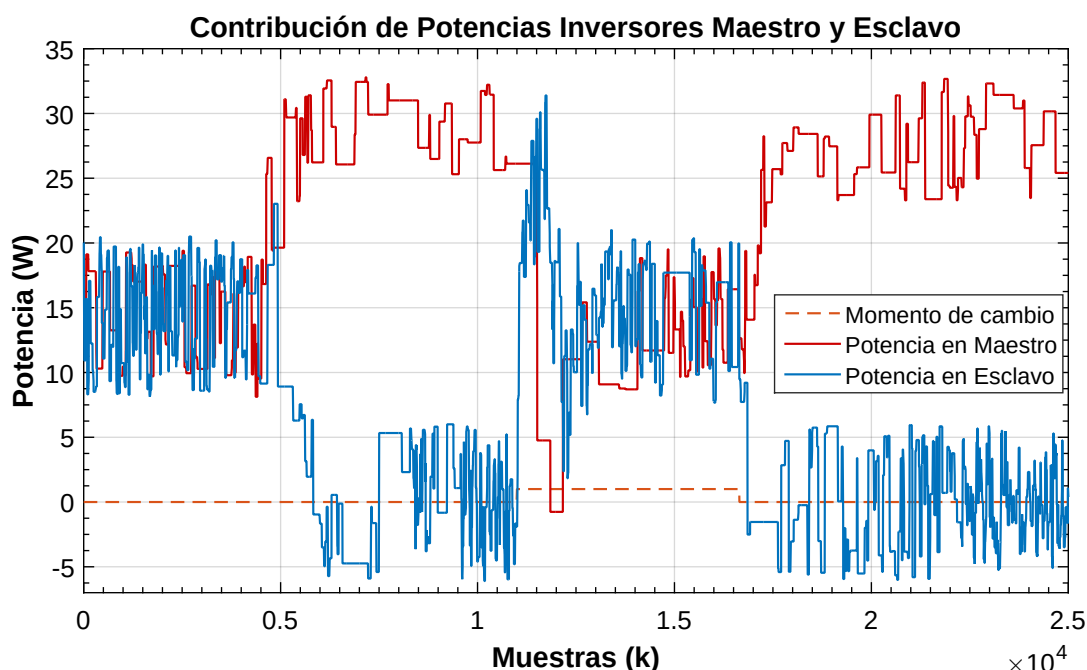


Figura 5.51. Contribución de potencias de los inversores maestro y esclavo

En la etapa tres, desde la muestra 11000 hasta la muestra 17000, el controlador PI del inversor esclavo es activado mediante una señal de comunicación “momento de cambio”, que se muestra en la figura 5.51. La frecuencia es regulada al valor nominal, y ambos inversores comparten la potencia sobre la carga. Finalmente, después de la muestra 17000, el controlador PI del inversor esclavo se apaga, lo que hace que el inversor maestro retome la responsabilidad de suministrar toda la potencia necesaria para la carga.

Para esta prueba el promedio de latencia en la recepción de datos por cada IED fue de 1.64 ms con paquetes de tamaño de 80 bytes. La latencia aproximada incrementa directamente debido al tamaño de paquete. Aún así, se mantiene muy por debajo de los 3 ms que tiene por límite el valor de referencia del modelo SGIRM [Photovoltaics and Storage, 2011].

5.5 Análisis General

Para el desarrollo del proyecto se configuraron dispositivos no comerciales como IED's que poseen la capacidad de comunicación utilizando mensajes MMS y SV simultáneamente según lo requiera la configuración experimental. De los casos de validación 1, 2 y 3 se obtuvo latencias aproximadas de $[600-660]\mu s$, $412,14\mu s$ y $1.64 ms$ respectivamente. Hay que resaltar que el tiempo aproximado de entrega de datos para

el caso de validación 1 es para una sola variable, el tiempo para el caso de validación 2 es para 3 variables simultaneas y la validación del caso experimental 3 se realizó con 6 variables. Lo que evidentemente muestra que la configuración con mensajes SV poseen mayor velocidad.

Los tiempos de retardo están directamente relacionados con el tipo de mensaje utilizado, los mensajes MMS están orientados a la conexión, por lo que aseguran la calidad de los datos transmitidos utilizando la pila completa de protocolos del esquema OSI, mientras los mensajes SV orientados a transmisiones de alta velocidad solo utilizan hasta la capa de enlace, por lo que poseen pérdida de paquetes que es compensada con la transmisión de datos a alta velocidad.

Debido a esto cada tipo de mensaje tiene una aplicabilidad mayor según el escenario donde participe. De esta manera, una configuración con el uso de mensajes MMS es más apropiada al momento de generar conexiones desde dispositivos o sistemas cliente ya que posee la cualidad de responder a consultas, mientras que el uso de mensajes SV es más útil al momento de muestreo de datos aunque restringe los alcances de esta información hasta el bus de Estación.

5.6 Conclusiones

En [[Photovoltaics and Storage, 2011](#)] se relaciona el modelo de referencia de interoperabilidad en redes inteligentes donde se indica que para aplicaciones con alcances de metros los tiempos de transferencia de información y latencia deben estar en rangos menores a 3 ms. De acuerdo a esto y a los resultados registrados en términos de tiempos de latencia promedios en las distintas validaciones implementadas se puede afirmar que los tiempos obtenidos para el sistema de comunicaciones propuesto cumplen con los requerimientos establecidos por las recomendaciones de la IEEE Std 2030-2011. Además brindan la posibilidad de implementación para aplicaciones de control; por ejemplo esquemas de control secundario cuyas tiempos de respuesta generalmente se encuentran en el rango de los milisegundos.

En este sentido, es importante resaltar las distintas posibilidades de implementación de algoritmos de control centralizados o distribuidos (dentro de los rangos de tiempo definidos) gracias a las configuraciones de comunicación vertical y horizontal validadas anteriormente.

Por otra parte, los dispositivos implementados cumplen con las características mínimas necesarias para la gestión desde sistemas supervisores que contemplen la norma IEC 61850 como protocolo de comunicaciones.

En resumen, después de tener los resultados de las pruebas realizadas en el sistema de comunicaciones propuesto se puede afirmar que es apto para la implementación de los servicios y configuraciones básicas de la norma IEC 61850 necesarias para la operación del sistema "Micro-redUV".

CONCLUSIONES GENERALES

Las validaciones realizadas del sistema propuesto sirven de punto de partida para elaborar un análisis constructivo mostrando distintos aspectos que son de gran importancia en la investigación realizada. El primer aspecto es relacionado a los modos de comunicación y tipo de mensajes implementados. Para la comunicación vertical se utilizaron mensajes MMS con tiempos de transmisión en el rango de $[600 - 660]\mu s$, mientras que para comunicación horizontal se usaron mensajes SV con promedios de transmisión de $412,14\mu s$ en la prueba 2 y $1.64 ms$ en la prueba 3. Las validaciones realizadas mostraron tiempos de transmisión de datos menores para comunicación horizontal evidenciando que el tiempo de transmisión está directamente relacionado con el tipo de mensajes utilizado. Estos rangos de tiempo se encuentran por debajo de los valores límites del modelo de referencia de interoperabilidad en redes inteligentes, de esta manera son el punto de partida para la implementación de algoritmos de control con esquemas distribuidos o centralizados.

En este sistema de comunicaciones no se utilizaron elementos de carácter comercial que resolvieran de manera inmediata los objetivos del proyecto. Por el contrario, el desarrollo de la investigación permitió demostrar que este tipo de implementaciones es totalmente viable contando con dispositivos hardware y software libres, que dispongan de los requerimientos básicos de capacidades de procesamiento, almacenamiento e interfaces de comunicación.

Este trabajo utilizó el sistema embebido Raspberry pi como unidad principal, aprovechando su interfaz de comunicación Ethernet para implementar comunicación IEC 61850 en un bus de estación y su interfaz serial SPI para adquisición de datos desde las unidades de procesamiento (DSP) para el nivel de proceso. Otra de sus cualidades estuvo relacionada a la variedad de sistemas operativos que soporta. Para este caso se usó el sistema operativo Raspbian basado en linux, que brinda gran versatilidad para el uso de diferentes lenguajes de programación, aunque este proyecto solo hizo uso de lenguaje C. El uso de este tipo de dispositivo de bajo costo muestra la posibilidad de tener implementaciones importantes en el área de las comunicaciones en redes inteligentes con presupuestos bajos en comparación a equipos industriales, y pueden ser muy útiles a nivel académico y de laboratorio para acercar a los investigadores a conocer los aspectos más relevantes de la temática.

Este proyecto ha representado un punto de partida de gran relevancia para la Escuela

CONCLUSIONES

de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, y en particular para el Grupo de investigación en Control Industrial GICI, ya que es el primer desarrollo en un área multi-disciplinar como las microrredes eléctricas. En este proyecto se ha involucrado los sistemas de control, la electrónica de potencia, los sistemas de procesamiento digital, las fuentes de energía convencionales y renovables y las comunicaciones. Se realiza un aporte directo en dos ámbitos específicos, el primero relacionado al conocimiento, ya que brinda oportunidades para la configuración de las características de los dispositivos de transmisión de información, estudio del tipo de tramas generadas bajo los diferentes clases de mensajes, manejo de protecciones, entre otras actividades que generan un gran conocimiento en el contexto de las redes inteligentes. De otro lado, a nivel investigativo permite implementar un equipo de laboratorio del cual se pueden desprender múltiples investigaciones relacionadas con poner en práctica diferentes estrategias y esquemas de control centralizados o distribuidos, incluso con sistemas multiagentes. Además de diferentes trabajos relacionados a comunicaciones integrando otro tipo de mensajes del estándar IEC 61850 (GOOSE, GSE) junto a otro tipo de tecnologías como Wifi, Zigbee que pueden contribuir a disminuir a la reducción de cableado.

Las pruebas de validación realizadas permitieron verificar que aunque el protocolo IEC 61850 originalmente se diseñó para las subestaciones, sus cualidades, principalmente la interoperabilidad, lo hacen muy útil en proyectos como las microgrids. En las pruebas de validación implementadas se realizó el análisis de las tramas de datos de las variables eléctricas y se ratificaron las configuraciones de los IED's implementados utilizando distintos clientes de validación (*61850 Test Suite Pro* e *IEDScout*) y sistemas de gestión como *Etap Real Time* que no tuvieron ninguna complicación en reconocer las configuraciones, modelos, servicios y variables de los dispositivos implementados en este proyecto.

TRABAJO FUTURO

Existen distintos tipos de contribuciones al proyecto que pueden complementar el desarrollo realizado hasta el momento, buscando implementaciones más robustas y completas cuando se aborda desde la perspectiva de conjunto con los demás elementos que componen la microgrid.

El primer aspecto a complementar es la integración con el sistema de gestión. El sistema de comunicaciones se basa en el estándar IEC 61850, por lo que un sistema de gestión que utilice el mismo estándar es totalmente compatible con el sistema. Se debe asegurar entonces la ejecución de las distintas tareas que permitan enlazar los sistemas de gestión y de comunicaciones como un mismo conjunto. Todos los procesos de identificación de variables, mapeo de variables eléctricas a su representación digital, enlace con los perfiles de dispositivos, etc, son labores que complementaran al sistema de comunicaciones y que brindará grandes ayudas al momento de gestionar las variables desde un sistema supervisor.

El segundo aspecto se refiere al aprovechamiento de las propiedades en aspectos de control inherentes del estándar utilizado. El estándar IEC 61850 tiene servicios de control que actualmente no son aprovechadas debido a que los distintos esquemas y lazos de control son implementados por cada unidad de procesamiento (DSP). El aprovechar los modelos de control ofrecidos por el estándar IEC 61850 como lo son: control directo con seguridad normal, SBO (seleccionar antes de operar) con seguridad normal, control directo con seguridad mejorada y SBO con seguridad mejorada permitiría al sistema de gestión monitorear distintas tareas enfocadas al control de los equipos IED del sistema microgrid.

En relación a la utilización de las características del estándar IEC 61850, también es importante involucrar el uso de mensajes GOOSE y su importancia en relación a las distintas protecciones del sistema. Todas las protecciones eléctricas y electrónicas del proyecto “Micro-redUV” se encuentran directamente enlazadas a cada una de las unidades de procesamiento de los nodos, por lo que la verificación de sus estados y el control de estas se encuentra fuera del alcance del sistema supervisor. La utilización de los mensajes GOOSE permitiría mayor control desde un sistema supervisor hacia las distintas protecciones (eléctricas y electrónicas) del sistema.

Otro aspecto fundamental para el máximo aprovechamiento de los elementos de

TRABAJO FUTURO

potencia con los que cuenta el proyecto sería la inclusión de tecnología de medición fasorial, o conocida como sincrofasores, que permitirían mediciones del estado del sistema, registro de disturbios, análisis modal, medición de la respuesta dinámica del sistema de potencia, entre otras cualidades que aportarían en gran calidad a la medida de las variables eléctricas del sistema y a la velocidad de respuesta en el tiempo.

Finalmente, es totalmente relevante realizar pruebas integrando el sistema de baterías, el generador eólico y el generador sincrónico. Estos equipos han sido desarrollados por otros proyectos y están en pruebas de integración. Se espera que en un futuro cercano se realicen las pruebas finales integrándolos al sistema de comunicaciones.

ANEXOS

A.1 Organización Código de Programación Del Proyecto *libiec61850*

El proyecto *libiec61850* en su directorio principal se compone de las siguientes carpetas:

- *config*
- *demos*
- *dotnet*
- *examples*
- *make*
- *pyiec61850*
- *src*
- *third_party*
- *tools*

Los códigos de programación para cada IED del sistema se ubican en el directorio *examples* en donde se encuentran las carpetas: *inversor1*, *inversor2*, *inversor3*, *inversor4* que contienen los archivos de programación para cada inversor de la plataforma. La tabla A.20 ilustra los archivos que componen cada IED del sistema. Es de notar que la configuración utilizada para cada inversor es similar a las demás, ajustando el nombre de las variables relevantes para cada subsistema.

Los principales archivos a tener en cuenta antes de realizar el proceso de compilación y generación del ejecutable son:

- *config/stack_config.h*: Contiene las configuraciones generales del proyecto: interfaz de comunicación ethernet, configuraciones TCP, etc.

- *examples/Makefile*: Define las rutas de los archivos que son compilados y a los cuales se les crea un archivo ejecutable.
- *src/sampled_values/sv_publisher.c*: Define el AppId para la configuración de los mensajes SV publicados en el bus de estación.

Carpeta	Archivo	Descripción
<i>InversorX</i>	<i>static_model.h</i>	A incluir en el código principal para acceder al modelo de datos.
	<i>static_model.c</i>	Define la estructura de datos del IED
	<i>inverterModel.icd</i>	Contiene la configuración del dispositivo IED en formato XML (Lenguaje SCL)
	<i>inversor.c</i>	Código de servidor IED para generar el archivo ejecutable
	<i>inversor</i>	Archivo ejecutable del proyecto
	<i>dsp_spi.h</i>	Librería para intercambio de información (lectura/escritura) usando el bus SPI
	<i>dsp_spi_2a.c</i>	Librería para intercambio de información (lectura/escritura) usando el bus SPI
	<i>Makefile</i>	Archivo de configuración. Define la fuente del proyecto, nombre del archivo ejecutable de salida, nombre del archivo del modelo de dispositivo y nombre del archivo de programación principal.

Tabla A.20. Archivos contenidos en cada carpeta de compilación

A.2 Compilación y Generación de Modelos Estáticos Para IEDs Desde Archivos .ICD

Para la generación del modelo estatico es necesario contar con Java JRE 6 o versiones siguientes.

Ir al directorio principal del proyecto (*libiec61850*). Ubicarse dentro del directorio:

- *tools/model_generator/*

Ejecutar la instrucción:

- `java -jar genmodel.jar mi_modelo.icd`

Como resultado se obtendrán los archivos *static_model.c* y *static_model.h* que contienen la información necesaria para compilar cada servidor IED, por lo que se deben copiar en los directorios de cada IED (*inversor1*, *inversor2*, *inversor3*, *inversor4*). El *static_model.h* debe ser incluido en el archivo del servidor para poder importar el modelo de datos del dispositivo [Zillgith, 2016].

A.3 Compilación Servidor IEC 61850

Culminado el proceso de edición del archivo principal de proyecto (*inversorX.c*) se debe realizar la compilación de la librería. Desde el directorio raíz del proyecto y bajo un entorno linux la compilación del proyecto se realiza con el comando *make*:

- `sudo make examples TARGET=LINUX-ARM`

Aquí se compilarán los sub-proyectos ubicados en el directorio *examples* que sufrieron cambios y que están disponibles para compilar en los listados del archivo de configuración *Makefile* que se ubica dentro del directorio *examples*.

Si se desea compilar para sistemas linux no ARM, se debe omitir el comando TARGET.

Si el proceso está libre de errores de programación generará un archivo ejecutable con el nombre definido en cada archivo *Makefile* dentro de cada sub-proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- [abb, 2011] (2011). *IEC 61850 Communication Protocol Manual*. ABB, 1.1 edition.
- [ies, 2014] (2014). *Intelligent 10 Port Managed Ethernet Switch iES10G(F) Series User's Manual*. is5 Comunicatios, 1.4 edition.
- [ntp, 2016] (2016). Ntp: The network time protocol.
- [Adamiak et al., 2010] Adamiak, M., Baigent, D., and Mackiewicz, R. (2010). Iec 61850 communication networks and systems in substations.
- [Bani-Ahmed et al., 2014] Bani-Ahmed, A., Weber, L., Nasiri, A., Hosseini, H., Ahmed, A. B., Weber, L., and Nasiri, A. (2014). Microgrid communications: State of the art and future trends. *2014 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, pages 780–785.
- [Bharothu et al., 2014] Bharothu, J. N., Sridhar, M., and Rao, R. S. (2014). A Literature Survey Report On Smart Grid Technologies. pages 1–8.
- [Bi et al., 2010] Bi, R., Ding, M., and Xu, T. T. (2010). Design of common communication platform of microgrid. *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, pages 735–738.
- [Cespedes, 2012] Cespedes, R. (2012). A reference model for the electrical energy system based on Smart Grids. *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, pages 1–6.
- [Cheng et al., 2017] Cheng, X., Lee, W. J., and Pan, X. (2017). Modernizing Substation Automation Systems: Adopting IEC Standard 61850 for Modeling and Communication. *IEEE Industry Applications Magazine*, 23(1):42–49.
- [Commission et al., 2011] Commission, I. E. et al. (2011). Iec tc 57 power systems management and associated information exchange.
- [Dehalwar et al., 2015] Dehalwar, V., Kalam, A., Kolhe, M. L., and Zayegh, A. (2015). Review of ieee 802.22 and iec 61850 for real-time communication in smart grid. In *Computing and Network Communications (CoCoNet), 2015 International Conference on*, pages 571–575. IEEE.

- [Elgargouri et al., 2013] Elgargouri, A., Elfituri, M. M., and Elmusrati, M. (2013). Iec 61850 and smart grids. In *Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2013 3rd International Conference on*, pages 1–6. IEEE.
- [Erol-Kantarci and Mouftah, 2015] Erol-Kantarci, M. and Mouftah, H. T. (2015). Energy-Efficient Information and Communication Infrastructures in the Smart Grid: A Survey on Interactions and Open Issues. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 17(1):179–197.
- [Fan et al., 2013] Fan, Z., Kulkarni, P., Gormus, S., Efthymiou, C., Kalogridis, G., Sooriyabandara, M., Zhu, Z., Lambbotharan, S., and Chin, W. H. (2013). Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 15(1):21–38.
- [Gaona Garcia et al., 2014] Gaona Garcia, E. E., Rodríguez Trujillo, C. L., and Rojas Cubides, H. E. (2014). INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS. 5(2):37–44.
- [Güngör et al., 2011] Güngör, V. C., Sahin, D., Kocak, T., Erg??t, S., Buccella, C., Cecati, C., and Hancke, G. P. (2011). Smart grid technologies: Communication technologies and standards. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(4):529–539.
- [Hatziaargyriou, 2014] Hatziaargyriou, N. (2014). *Microgrids: Architectures and Control*.
- [Ingalalli et al., 2017] Ingalalli, A., Silpa, K. S., and Gore, R. (2017). Scd based iec 61850 traffic estimation for substation automation networks. In *2017 22nd IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA)*, pages 1–8.
- [ITU, 2011] ITU (2011). Deliverable on smart grid. techreport, International Telecommunication Union (ITU). Geneve,p.56.
- [Jackson et al., 2013] Jackson, J. J., Francis, M., Ju, L., and Jin-Woo, J. (2013). AC-microgrids versus DC-microgrids with Distributed Energy Resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24, pages 387–405.
- [Johnsen and SINTEF, 2007] Johnsen, S. O. and SINTEF, T. (2007). A description of the manufacturing message specification (mms).
- [Li et al., 2015] Li, F., Li, R., and Zhou, F. (2015). *Microgrid technology and engineering application*. Elsevier.
- [Liang and Campbell, 2008] Liang, Y. and Campbell, R. H. (2008). Understanding and simulating the iec 61850 standard. Technical report.
- [Logenthiran et al., 2010] Logenthiran, T., Srinivasan, D., Khambadkone, a. M., and Aung, H. N. (2010). Multi-Agent System (MAS) for short-term generation scheduling of a microgrid. *2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, pages 1–6.

BIBLIOGRAFÍA

- [Mackiewicz, 2006] Mackiewicz, R. (2006). Overview of iec 61850 and benefits. In *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES*, pages 623–630. IEEE.
- [Mackiewicz, 2010] Mackiewicz, R. (2010). Overview of IEC 61850. 57(57):1–40.
- [Manganiello et al., 2014] Manganiello, P., Ricco, M., Petrone, G., Monmasson, E., and Giovanni, S. (2014). Optimization of perturbative pv mppt methods through online system identification. *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 61(12):6812–6821.
- [McDonald, 2003] McDonald, J. D. (2003). Substation automation. IED integration and availability of information. *IEEE Power and Energy Magazine*, 1(2):22–31.
- [Microstack, 2014] Microstack (2014). Microstack gps getting started.
- [Mohagheghi et al., 2009] Mohagheghi, S., Stoupis, J., and Wang, Z. (2009). Communication protocols and networks for power systems-current status and future trends. pages 1–9.
- [Momoh, 2012] Momoh, J. (2012). *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*.
- [Narejo and Ammar, 2015] Narejo, G. B. and Ammar, M. Y. (2015). A Survey of Control Strategies for Implementation of Optimized and Reliable Operation of Renewable Energy Based Microgrids in Islanded Mode.
- [Orozco-Gutierrez et al., 2013] Orozco-Gutierrez, M., Ramirez-Scarpetta, J., Spagnuolo, G., and Ramos-Paja, C. (2013). A technique for mismatched pv array simulation. (55):417–427.
- [Photovoltaics and Storage, 2011] Photovoltaics, D. G. and Storage, E. (2011). Ieee guide for smart grid interoperability of energy technology and information technology operation with the electric power system (eps), end-use applications, and loads.
- [Real-Calvo et al., 2012] Real-Calvo, R., Moreno-Munoz, A., Pallares-Lopez, V., Gonzalez-Redondo, M., and Moreno-Garcia, I. (2012). Design of an intelligent electronic device to control a private microgrid. In *Consumer Electronics-Berlin (ICCE-Berlin), 2012 IEEE International Conference on*, pages 99–101. IEEE.
- [Roadmap, 2010] Roadmap, I. S. G. S. (2010). Smb smart grid strategic group sg3.
- [Ruiz-Alvarez et al., 2012] Ruiz-Alvarez, A., Colet-Subirachs, A., Figuerola, F. A.-C., Gomis-Bellmunt, O., and Sudria-Andreu, A. (2012). Operation of a utility connected microgrid using an iec 61850-based multi-level management system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2):858–865.
- [Safdar et al., 2013] Safdar, S., Hamdaoui, B., Cotilla-Sanchez, E., and Guizani, M. (2013). A survey on communication infrastructure for micro-grids. *Wireless Communications and Mobile Computing Conference (IWCMC)*, pages 545–550.

- [Sidhu et al., 2008] Sidhu, T. S., Kanabar, M. G., and Parikh, P. P. (2008). Implementation issues with IEC 61850 based substation automation systems. In *Fifteenth National Power Systems Conference, str*, pages 473–478.
- [Technologies, 2009] Technologies, E. (2009). Network time servers.
- [Xu and Kezunovic, 2009] Xu, F. and Kezunovic, M. (2009). Automated integration of substation IED data to generate event reports for protection engineers. In *41st North American Power Symposium, NAPS 2009*.
- [Xu et al., 2008] Xu, T., Yin, X., You, D., Yu, H., Wang, Y., and Hou, H. (2008). Bay level ied modeling and realizing using iec 61850. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES*, pages 1–7. IEEE.
- [Yoo et al., 2011] Yoo, B., Yang, H.-S., Yang, S., Jeong, Y.-s., and Kim, W.-y. (2011). Can to iec 61850 for microgrid system. In *Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on*, volume 2, pages 1219–1224. IEEE.
- [Zambrano et al., 2016] Zambrano, J. A. R., Scarpetta, J. M. R., Gutiérrez, M. L. O., and Melo, J. A. T. (2016). Experimental framework for laboratory scale microgrids. *Revista Facultad de Ingeniería*, (81):9–23.
- [Zanabria et al., 2015] Zanabria, C., Andrén, F., Leimgruber, F., Bründlinger, R., and Strasser, T. (2015). A low cost open source-based iec 61850/61499 automation platform for distributed energy resources. In *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pages 1–6. IEEE.
- [Zillgith, 2016] Zillgith, M. (2016 (accessed May 3, 2016)). *libIEC61850*.