ANÁLISIS Y CARACTERIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL CONTEXTO DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, INDUSTRIA 4.0 Y AUTOMATIZACIÓN DENTRO DEL CONVENIO MARCO DE COOPERACIÓN INTERINSTITUCIONAL 080 DE 2019 ENTRE LA UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSE DE CALDAS Y LA RAP-E (REGIÓN ADMINISTRATIVA Y DE PLANEACIÓN ESPECIAL)

Subestaciones en redes eléctricas inteligentes

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ

SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN

2020

Convenio Interadministrativo 080 de 2019. Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E – Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Director RAP-E:

- Doctor Fernando Florez Espinoza

Supervisor Convenio:

- Ingeniero Jorge Eduardo Aya Rodríguez

  Responsable del eje de Infraestructura, transporte, logística y servicios públicos.

Equipo Técnico:

- César Andrés Rincón Triana
- Alejandro Hurtado Beltrán
- Alejandra Patarroyo
- Miguel Ángel Ocaciones
- Jaime Adrián Matéus Ramírez
- Wendy Katherine Villarraga Clavijo
- Oscar Daniel Guerrero Mora
- José Alexander Ovalle Murcia
- Brian Alexander Veloza Beltrán
- Heguar Stins Goyeneche Mendivelso

Equipo Específico:

- Sergio David Cano Martínez

Coordinadora Grupo/Semillero de Investigación:

- Nubia Marcela Rodríguez Figueroa

Director Grupo/Semillero de Investigación:

- Ingeniero Andrés Escobar Díaz

Contenido

ABREVIATURA Y GLOSARIO 9
INTRODUCCIÓN 11
METODOLOGIA 13
1. GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 14
1.1. Definición de Subestación Eléctrica 14
1.1.1. Clase de Servicio en las Subestaciones Eléctricas. 14
1.1.1.1. Subestación Eléctrica de Tipo Elevadora. 14
1.1.1.2. Subestación Eléctrica de Tipo Reductora. 15
1.1.1.3. Subestación Eléctrica de Tipo Maniobra. 15
1.1.2. Clases de Subestaciones Eléctricas por su Construcción. 15
1.1.2.1. Subestación Eléctrica de Intemperie. 15
1.1.2.2. Subestación Eléctrica de Interior. 15
1.1.2.3. Subestación Eléctrica Blindada 15
1.1.2.4. Subestación Eléctrica Hibrida. 16
1.1.3. Clases de Subestaciones Eléctricas por Arreglo de Barras 16
1.1.3.1. Subestación Eléctrica de Barra Sencilla. 16
1.1.3.2. Subestación Eléctrica de Interruptor y Medio. 16
1.1.3.3. Subestaciones Eléctricas de Doble Barra y Barra de Transferencia. 16
1.1.3.4. Subestaciones Eléctricas de Doble Barra y Doble Interruptor. 16
1.1.3.5. Subestaciones Eléctricas de Barra Principal y Barra de Transferencia. 17
2. NORMAS APLICABLES PARA LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS 17
2.1. Normas Nacionales 17
2.2. Normas Internacionales 18
3. PANORAMA NACIONAL DEL SECTOR ELECTRICO 19
3.1. Cronología del Sector Eléctrico Colombiano 19
3.2. Actualidad del sector energético en Colombia 23
3.3. Matriz Energética 24
4. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA REGIÓN CENTRAL 25
4.1. Empresas de la Región Central 25
4.2. Redes SIN y ZNI 26
4.3. Descripción de la infraestructura de las subestaciones Región Central 27
4.3.1. EEC 27

4.3.2. EMSA 30
4.3.3. EBSA 33
5. REDES INTELIGENTES 38
5.1. Redes Inteligentes y su Funcionalidad 38
5.2. Redes Eléctricas del Futuro 39
5.3. Objetivos de las Redes Inteligentes 40
5.4. Subestaciones Eléctricas en el Marco de las Redes Inteligentes 41
5.5. Redes Eléctricas Actuales Vs Redes Inteligentes 42
5.6. Características de las Redes Inteligentes 44
5.7. Microrredes Eléctricas 46
5.7.1. Beneficios de las Microrredes 48
6. AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS 49
6.1. Concepto de Automatización 49
6.2. Sistemas Automatizados 50
6.3. Redes Industriales 50
6.4. Arquitectura de una Subestación Eléctrica Inteligente 51
6.4.1. Elementos de las Subestaciones Eléctricas Automatizadas 53
6.4.1.1. Sistemas SCADA 53
6.4.1.2. Descripción General de un SCADA 53
6.4.1.3. Características de un sistema SCADA 54
6.4.2. Sistemas HMI 55
6.4.2.1. Descripción General de los Sistemas HMI 55
6.4.2.2. Tipos de HMI 56
6.4.2.3. Funciones de un Software HMI 56
6.4.2.4. Estructura General del Software HMI 57
6.4.3. IEDs 59
6.4.3.1. Requerimientos en los IED para el control de la Interconexión 59
6.4.4. Redes LAN 60
6.4.5. Registradores Digitales de Fallas 60
6.4.6. Unidades de Medición Fasorial 60
6.4.7. GPS 61
6.4.8. Estación de Trabajo 61
6.4.9. Unidades de Control de Paramenta 61
6.4.10. Gateway de envió de datos 61
6.4.11. SCU 61

6.4.12. BCU 61
6.4.13. PMU 62
6.5. Evolución de Subestaciones Eléctricas a Subestaciones Digitales 62
6.6. Descripción de las Subestaciones Digitales 64
6.7. Sistemas de Control Integral en Subestaciones con Capacidad Inalámbrica y Tecnologías IoT 64
6.7.1. Claves en la Evolución del Escenario Actual en el Control de Subestaciones 66
6.7.2. Herramientas de Configuración y Monitorización IEC 61850 66
6.7.3. Dispositivos RTU Sincronización de Alta Precisión 68
6.7.4. Sistema Inalámbrico de Subestación 68
6.7.5. Solución IoT de Subestación 69
6.7.2. Solución VPN para Mantenimientos Remotos 69
6.8. Salas de control 69
6.9. Beneficios de las Subestaciones Digitales 70
6.10. Cambios en los Servicios Públicos 71
6.10.1. Aprovechamiento del Crecimiento Exponencial de los Datos 73
6.11. Niveles de Automatización en las Subestaciones Eléctricas. 74
6.12. Niveles de Seguridad en una Subestación Digital 75
6.13. Evolución de la Automatización de Subestaciones Eléctricas 76
6.14. Protocolos De Comunicación 76
6.14.1. Protocolo de Comunicación DNP3 77
6.14.1.1. Ventajas del Protocolo de Comunicación DNP 3 77
6.14.2. Protocolo de Comunicación Modbus 79
6.14.2.1. Estructura de la Red Modbus. 79
6.15. IEC 61850 y las Redes de Comunicación en las Subestaciones Eléctricas 79
6.15.1. Sistemas de Necesidades de la Norma IEC 61850 80
6.15.2. Alcance y Esquema de la norma IEC 61850 80
6.15.3. Características de la Norma IEC 61850 81
6.15.4. Objetivos de la Norma IEC61850 82
6.15.5. Aplicación de la Norma IEC 61850 82
7. IoT EN EL SECTOR ELECTRICO. 84
7.1. Componentes del IoT 85
7.2. Arquitectura del IoT 86
7.3. Atributos de IoT. 87
7.4. Requerimientos para la implementación de las IoT 88

7.4.1. Digitalización en el Mantenimiento de Equipos 89
7.4.2. Análisis de Información 89
8. RED DE ADQUISICIÓN DE DATOS EN UNA SUBESTACIÓN DIGITAL 90
8.1. Mensajería GOOSE 91
8.2. Mecanismo de Intercambio de Información Básica 92
8.3. Esquema de la Red de Capa de Proceso. 92
8.3.1. Conexión Directa de MSV y GOOSE 93
8.3.2. Red de MSV y conexión directa de GOOSE 94
8.3.3. La Red de MSV y GOOSE 95
8.3.4. La Red Unida de MSV, GOOSE e IEEE1588 95
8.3.5. Red en Modo Hibrido 96
8.4. Implementación del Filtro de Paquetes. 97
8.4.1. Implementación de LAN Virtual 98
9. MIGRACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CONVENCIONALES A SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DIGITALES 98
9.1. Validación de las Capacidades IEDs Existentes. 99
9.3. Diseño de Arquitectura de la Red 100
9.4. Implementación 100
9.5. Mantenimiento 100
10. CIBERSEGURIDAD EN SUBESTACIONES DIGITALES 101
10.1. Amenazas Cibernéticas y Regulaciones 101
10.1.1. Consecuencias de las Infracciones Cibernéticas 102
10.2. Seguridad informática de las subestaciones digitales en las Redes Inteligentes 103
10.2.1. Digitalización en el Mantenimiento de Equipos 105
10.2.2. Análisis de Información 106
11. SUBESTACIONES DIGITALES A NIVEL MUNDIAL CASOS DE ÉXITO. 107
11.1. Argo 1 107
11.2. Litgrid 107
11.3. Glitre Energi Nett 108
11.4. E. ON 109
12. CONCLUSIONES 109
BIBLIOGRAFIA 110

Figura 1. Evolución de la población colombiana.[15]..... 23
Figura 2. Demanda de Energía (GWh) en Colombia.[15]..... 24
Figura 3. Variación del PIB y de la demanda de electricidad en Colombia[15]..... 24
Figura 4. Capacidad de generación eléctrica. [17] 25
Figura 5. Concepto de Red Inteligente. [32]..... 39
Figura 6. Esquema de las Smart Grids.[33] 40
Figura 7. Subestaciones en las Redes Eléctricas. [36]..... 42
Figura 8. Microrred Tradicional.[39] 47
Figura 9. Microrred con Usuarios Conectados a la Red.[39] 48
Figura 10. Concepto de Automatización en Procesos Industriales. [29]..... 49
Figura 11. Tipos de Automatización en función de volúmenes de producción y variedad de producto..... 50
Figura 12. Niveles de una Red Industrial 51
Figura 13. Redes Inteligentes Dominios y Zonas Jerárquicas.[36]..... 52
Figura 14. Arquitectura de una Subestación Digital.[41]..... 53
Figura 15. Esquema Básico De un Sistema SCADA. [43]..... 54
Figura 16. Conexión HMI con dispositivos de campo. [27]..... 56
Figura 17. Funciones de los Bloques (Tags) [45]..... 58
Figura 18. Estructura General de un Sistema HMI. [44]..... 58
Figura 19. Bloques en Estructura de Cadena para procesamiento de señal. [44] 59
Figura 20. Evolución de las Subestaciones Eléctricas.[32] 63
Figura 21. Parámetros para la Automatización de Subestaciones Eléctricas.[46]. 63
Figura 22. Valores Agregados de las Subestaciones Digitales.[55]..... 64
Figura 23. Solución Integral de Control en una Subestación Digital.[56] 66
Figura 24. Alcance de las Herramientas de Configuración y Monitorización.[56] 67
Figura 25. Arquitectura de una red Inalámbrica en una Subestación. [56] 68
Figura 26. Sala de Control Digital.[55] 70
Figura 27. Posibles Relaciones entre Roles de Mercado.[39] 74
Figura 28. Evolución de la Automatización de Subestaciones Eléctricas[32]. 76
Figura 29. Estructura Protocolo DNP (3 capas). [61]..... 77
Figura 30. Sistema de automatización según protocolo IEC 61850. [65]..... 83
Figura 31. Esquema Técnico de Redes de Comunicación. [65] 84
Figura 32. Tecnologías aplicadas en IoT.[55] 85
Figura 33. Arquitectura del IoT [67]..... 87
Figura 34. IoT en el sector Eléctrico[67]..... 88
Figura 35. Flujo de información y modelado.[71]..... 92
Figura 36. La estructura de conexión directa de GOOSE y MSV.[70] 93
Figura 37. Estructura de la red GOOSE y la conexión directa MSV. [70] 94
Figura 38, Estructura de la red de MSV y la conexión directa de GOOSE. [70] 95
Figura 39. Estructura red GOOSE y MSV.[70] 95
Figura 40. Estructura de red unida de GOOSE, MSV e IEEE 1588.[70]..... 96
Figura 41. La estructura de red en modo hibrido en una subestación inteligente.[70] 97
Figura 42. Proceso de migración a Subestaciones Digitales.[41]..... 99
Figura 43. Distribución de Causa Raíz de Violación de Datos. [39]..... 102
Figura 44. Flujos de datos principales en una subestación inteligente. [74] 104

Tabla 1. Clasificación de Subestaciones Eléctricas. Fuente Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas. [2] 14
Tabla 2. Normas nacionales para los sistemas eléctricos. [9] 18
Tabla 3. Normas internacionales para el sector eléctrico.[10] 18
Tabla 4. Cronología de la Red Eléctrica Colombiana. [12] 22
Tabla 5. Empresas del Sector Eléctrico Nacional Rap-E 2010. [18] 26
Tabla 6. Líneas de Transmisión del SIN Rap-E 2020. [19] 26
Tabla 7. Índice de Cobertura Energía Eléctrica 2016. [22] 27
Tabla 8. Subestaciones de la EEC. [23] 28
Tabla 9. Subestaciones Fronteras Importadoras de la EEC. [23] 29
Tabla 10. Subestaciones Fronteras Exportadoras de la EEC. [23] 29
Tabla 11. Transformadores de Potencia de la EEC 2012. [23] 30
Tabla 12. Subestaciones de la Empresa EMSA 2016. Electrificadora del Meta [25] 33
Tabla 13. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Norte 2017.[26], [28] 34
Tabla 14. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Tundama 2017.[26], [28] 35
Tabla 15. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Sugamuxi 2017.[26], [28] 35
Tabla 16. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Occidente 2017.[26], [28] 36
Tabla 17. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Oriente 2017.[26], [28] 37
Tabla 18. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Norte 2017.[26], [28] 37
Tabla 19. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Ricaurte 2017.[26], [28] 37
Tabla 20. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Puerto Boyacá 2017.[26], [28] 38
Tabla 21.Comparación de la red actual con una Red Inteligente. Fuente: FEDIT 2011. . 44
Tabla 22.Caracteristicas de las Smart Grids. Fuente:[37], [38] 46
Tabla 23. beneficios de las Subestaciones Digitales.[32] 71
Tabla 24. Niveles de Control en una Subestación Eléctrica. [10][57][27], [58] 75
Tabla 25. Niveles de Seguridad en una Subestación Digital.[10]. 76
Tabla 26. Diferencias entre el Protocolo DNP 3 y otros protocolos convencionales[60] ... 78
Tabla 27. Esquema de la norma IEC 61850[62] 81
Tabla 28. Otras definiciones en las IoT.[65] 85
Tabla 29. Componentes de IoT. [66] 86
Tabla 31. Normas para la Comunicación en las Subestaciones Digitales.[74] 90
Tabla 30. Estándares de Seguridad Cibernética para Smart Grids recomendados por el NIST[73] 105
Tabla 31. Normas para la Comunicación en las Subestaciones Digitales.[74] 106

ABREVIATURA Y GLOSARIO

ACSI	Interfaz de Servicio de comunicación
AIS	Subestación aislada por aire
BCU	Unidad de control de bahía
CDC	Clases de datos común
DCB	Interruptores automáticos de desconexión
DEI	Dispositivo electrónico inteligente
DNP	Protocolo de red distribuida
EEC	Empresa de energía de Cundinamarca
FOCS	Sensor óptico de corriente
FNCER	Fuentes no convencionales de energías renovables
GIS	subestación aislada por gas
GOOSE	Sistema de eventos orientado a objetos genéricos
GPS	Sistema de posicionamiento global
GSE	Evento genérico de subestación
HMI	Interfaz hombre maquina
ICEE	Índice de cobertura de energía eléctrica
IDE	Entorno de desarrollo integrado
IEC	Comisión eléctrica internacional
IED	Dispositivo electrónico inteligente
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos
IHM	Interfaz hombre maquina
IoT	Internet de las cosas
ISO	Organización internacional de normalización
IT	Tecnologías de la información
LAN	Red de área local
MSV	Valores mostrados de multidifusión
NIDS	Sistema de detección de intruso en una red
OT	Tecnologías de la operación
PC	Ordenador personal

PLC	Controlador lógico programable
PMU	Unidad de medición fasorial
RAP-E	Región administrativa y de planificación especial
RSTP	Protocolo de árbol de expansión rápida
RTU	Unidad terminal remota
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos
SCL	Lenguaje de configuración de subestación
SCU	Unidad de control subestaciones
SCSM	Asignación del servicio específico de comunicación
SIN	Sistema interconectado nacional
TCP	Protocolo de conexión de transporte / protocolo de internet
TLS	Seguridad de la capa de transporte
UPME	Unidad de planeación minero-energética
VPN	Red privada virtual
ZNI	Zonas no interconectadas

INTRODUCCIÓN

Se estipula que en Colombia un 68.4% de la energía eléctrica que se suministra al país proviene de la generación hidráulica, un 30% corresponde a la generación térmica que comprende 13.3% gas natural, 7.8 con combustibles fósiles líquidos y 9.5% con carbón, por lo tanto, solo el 1% del suministro eléctrico proviene de las FNCER, como son energía eólica, solar y biomasa.

Esta dependencia del agua para generar energía eléctrica hace que el sistema sea bastante vulnerable a interrupciones, ya que nuestro país se encuentra expuesto a tener grandes periodos de anomalía hidrológica, esto ocasiona que en temporadas del año donde halla afectación por el fenómeno del niño se dependa de las fuentes de generación térmica que ocasiona incremento en costos de operación y adicional una mayor emisión de gases efecto invernadero.

Ante el panorama actual del país en materia de generación y distribución eléctrica, se deben poner en marcha planes de desarrollo que permitan renovar la red eléctrica actual, mejorando la participación de las fuentes de energías renovables, por lo tanto, se debe acondicionar el sistema eléctrico actual este debe estar en función de las nuevas tecnologías que se han venido implementando a nivel mundial cumpliendo los objetivos de las Smart Grids.

Este documento presenta estrategias, estándares, tecnologías y normas que se relacionan con la automatización de las subestaciones eléctricas dentro del contexto de la industria 4.0, el documento presenta en el capítulo 1 presenta las generalidades de las subestaciones eléctricas, como es su construcción y las funciones que prestan dentro de los sistemas eléctricos.

El capítulo 2 menciona las normas que se contemplan en nuestro país para la implementación de subestaciones eléctricas, además también se presentan una serie de estándares a nivel internacional.

En el capítulo 3 se realiza una revisión del panorama eléctrico colombiano, este hace referencia a la matriz energética de nuestro país. El capítulo 4 relaciona el estado de la automatización de las subestaciones eléctricas de las empresas prestadoras de servicio eléctrico de la región central.

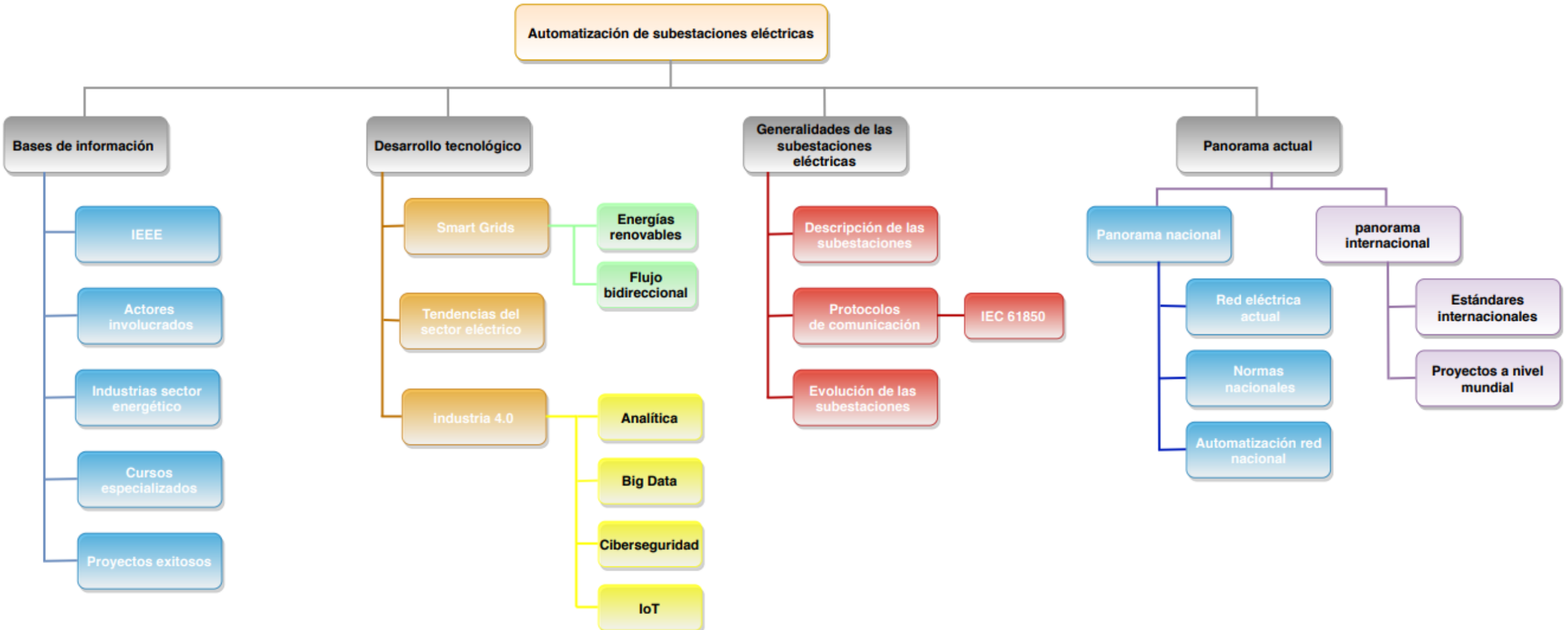
El capítulo 5 define las redes eléctricas, sus características, objetivos y desarrollo tecnológico a través de los años hasta lo que conocemos hoy en día. El capítulo 6 abarca todo lo relacionado con la automatización de las subestaciones eléctricas, conceptos y evolución de estos sistemas durante el tiempo, mencionando también los equipos usados en la automatización de las subestaciones eléctricas y los distintos protocolos de comunicación que se utilizan actualmente.

En el capítulo 7 se menciona las IoT dentro del sector eléctrico, se muestran las generalidades, componentes y consideraciones de las IoT para el sector eléctrico, el

capítulo 8 hace referencia a la norma IEC 61850, en el cual se toca lo relacionado con la forma en la cual se envían mensajes de tipo GOOSE en las subestaciones eléctricas.

El capítulo 9 caracteriza las subestaciones eléctricas actuales y brinda la información sobre la migración de estos sistemas, a las subestaciones digitales. El capítulo 10 aborda todo lo relacionado con la ciberseguridad en las subestaciones eléctricas inteligentes y su integración con los sistemas actuales.

METODOLOGIA



1. GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1. Definición de Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica se comprende por un grupo de equipos, dispositivos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica facilitando su transporte y distribución entre los usuarios. [1]

Las subestaciones eléctricas se clasifican dependiendo de la función que desempeñen, dentro de esta clasificación se incluye su servicio, su construcción y su arreglo de barras, en la tabla 1 se puede observar esta clasificación, seguida de una descripción de cada una de estas clases.[2]

CLASE	TIPO DE SUBESTACIÓN ELECTRICA.
Clase de servicio	• Elevadora • Reductora • Maniobra
Construcción	• Intemperie • Interior • Blindada • Hibrida
Arreglo de barras	• Barra sencilla • Interruptor y medio Doble barra principal y barra de transferencia • Doble barra y doble interruptor • Barra principal y barra auxiliar con interruptor de transferencia o amarre

Tabla 1. Clasificación de Subestaciones Eléctricas. Fuente Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas. [2]

1.1.1. Clase de Servicio en las Subestaciones Eléctricas.

1.1.1.1. Subestación Eléctrica de Tipo Elevadora.

Una subestación elevadora entrega un nivel mayor de tensión al que ingreso a la subestación, estas son normalmente utilizadas en las plantas generadoras, se emplean transformadores de potencia, que permiten elevar el voltaje y reducir la corriente para transmitir grandes cantidades de energía eléctrica.[2], [3]

1.1.1.2. Subestación Eléctrica de Tipo Reductora.

Al contrario de las subestaciones elevadoras están entregan un nivel inferior de tensión al que ingresa a la subestación, los niveles de tensión de transmisión normalmente (400 kV y 230 kV) se reducen a niveles de subtransmisión (115 kV, 69kV,34.5 kV) y distribución (13.8 kV) de esta manera se reduce la tensión y disminuye la corriente esto facilita la transmisión de energía eléctrica a cortas y medias distancias, estas subestaciones son las que más se utilizan en el sistema eléctrico.[2], [3]

1.1.1.3. Subestación Eléctrica de Tipo Maniobra.

Estas subestaciones no modifican los parámetros eléctricos, ya que únicamente se limitan a nodos de entrada y salida donde no intervienen elementos de transformación, son utilizados como elementos de interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión. [4]

1.1.2. Clases de Subestaciones Eléctricas por su Construcción.

1.1.2.1. Subestación Eléctrica de Intemperie.

Este tipo de subestaciones están construidas para trabajar en condiciones climáticas adversas es decir estas infraestructuras se encuentran expuestas a diferentes factores climáticos como la lluvia, polvo, nieve, tormentas, contaminación ambiental entre otros.

1.1.2.2. Subestación Eléctrica de Interior.

Estas subestaciones eléctricas se encuentran ubicadas dentro de edificios u otro tipo de infraestructuras, tienen la ventaja de no encontrarse expuestas a condiciones ambientales como lluvia sol polvo etc. Por lo que se reduce su mantenimiento, se caracterizan por tener un tamaño reducido lo que implica que trabajen con potencias relativamente bajas esto facilita que tengan un amplio uso en el sector industrial y comercial.

1.1.2.3. Subestación Eléctrica Blindada.

Este tipo de Subestaciones Eléctricas se Caracterizan por tener un blindaje metálico, utilizan un gas aislante eléctrico denominado (SF6), regularmente se utilizan para tensiones de hasta 245 kV, tienen celdas individuales y compactas y se instalan en interiores.[5]

1.1.2.4. Subestación Eléctrica Hibrida.

La tecnología hibrida combina la tecnología GIS y AIS. esta solución permite crear subestaciones de intemperie aislada en aire en un elemento sencillo y de un menor tamaño, las subestaciones hibridas requieren menos de la mitad del espacio en comparación a una subestación tradicional AIS, siendo una ventaja su construcción sencilla y económica.[6]

1.1.3. Clases de Subestaciones Eléctricas por Arreglo de Barras

1.1.3.1. Subestación Eléctrica de Barra Sencilla.

Esta configuración cuenta con un solo barraje que se conecta a los circuitos eléctricos por medio de un interruptor, entre sus ventajas se encuentra la economía, su simpleza, su facilidad de protección, ocupa poco espacio, sus desventajas son la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, si se requiere hacer algún tipo de mantenimiento es necesario realizar una suspensión del servicio en forma total.[7]

1.1.3.2. Subestación Eléctrica de Interruptor y Medio.

Esta configuración se debe al hecho de utilizar tres interruptores por cada dos salidas, estos tres interruptores son llamados diámetro, se conecta entre los dos barrajes principales. Es posible realizar mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin necesidad de suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección, si en algún momento se presenta falla en uno de los barrajes esto no implica que haya una interrupción del servicio, lo que representa una alta confiabilidad del sistema y seguridad.[7]

1.1.3.3. Subestaciones Eléctricas de Doble Barra y Barra de Transferencia.

Esta configuración permite realizar mantenimiento de los interruptores sin perder los elementos conectados a él, se puede desenergizar cualquiera de las dos barras sin alterar el funcionamiento de la subestación, para este caso la subestación puede ser operada como dos subestaciones independientes y barra de transferencia.[8]

1.1.3.4. Subestaciones Eléctricas de Doble Barra y Doble Interruptor.

En esta configuración se duplican las barras y los interruptores de cada circuito. Tiene como característica una mayor seguridad, tanto por falla en las barras, como en los interruptores, ofrece una gran libertad para su operación, revisión y mantenimiento. Cada circuito está

conectado a ambas barras, la aplicación normal es con todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas. Es posibles separar los circuitos en dos grupos, conectándolos cada uno a una barra.[7]

1.1.3.5. Subestaciones Eléctricas de Barra Principal y Barra de Transferencia.

En esta configuración se puede agregar una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador (de transferencia) para unir las dos barras, así se conforma esta configuración.

Cada circuito se conecta por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando en esta forma el servicio del equipo respectivo durante el mantenimiento del interruptor o fallas de este, siempre y cuando no existan fallas en el circuito, lo que demuestra la buena confiabilidad que la configuración presenta bajo estas circunstancias. [7]

2. NORMAS APLICABLES PARA LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

Cada país define el campo de la aplicación de las normas. Estas normas pueden ser de tipo obligatorio o pueden estar restringidas para una aplicación en específico.

2.1. Normas Nacionales

NORMAS Y LEYES	DESCRIPCIÓN
NTC 1461	Higiene y seguridad. Colores y señales de seguridad
NTC 4120	Efectos de la corriente sobre los seres humanos y los animales domésticos
NTC 1340	Tensiones nominales en sistemas de energía eléctrica a 60 Hz en redes de servicio publico
NTC 2206	Equipo de conexión a puesta a tierra
NTC 4552	Protección contra descargas eléctricas atmosféricas
NTC 3275	Aisladores compuestos tipo suspensión para distribución
NTC 5651	Aisladores de material orgánico tipo espiga (PIN), para líneas aéreas de media tensión
NTC 1170	Aisladores de distribución tipo suspensión de porcelana fabricados por proceso húmedo y vidrio templado
NTC 1285	Método de ensayo para aisladores de potencia eléctrica
NTC 2501	Pasatapas para terminales con tensión de serie de 1,2 kV utilizados en transformadores de distribución y potencia menores a 5 MVA
NTC 3203	Norma de referencia para alambres, cables y cordones flexibles eléctricos
NTC 1099	Cables de potencia de 2000 voltios o meno para distribución de energía eléctrica
NTC 5786	Método de ensayo para alambres y cables
NTC 2431	Cables en bandejas abiertas capacidades de transporte de corriente
NTC 2958	Métodos de ensayo para cajas instalación de medidores y cajas de derivación
NTC 169	Tubería metálica. Tubos de acero tipo “IMC” recubiertos de cinc para la conducción y protección de conductores eléctricos (tubería conduit)

NORMAS Y LEYES	DESCRIPCIÓN
NTC 3283	Paneles de maniobra y control de baja tensión
NTC 3422	Condensadores de potencia
NTC 2132	Ensayos de diseño para fusibles de alta tensión, interruptores para distribución monopolares en aire, encapsulados; interruptores
NTC 1329	Prefabricados en concreto postes de concreto para líneas aéreas de energía y telecomunicaciones
NTC 1057	Valores nominales de las potencias aparentes
NTC 2133	Especificaciones para fusibles tipo expulsión de alta fusión para distribución, cortacircuitos, seccionadores de fusibles e hilos
NTC 3278	Paneles de maniobra y control de baja tensión paneles tipo ensayado y tipo ensayado parcialmente
NTC 3309	Aparatos para subestaciones de media y alta tensión
NTC 3274	Especificaciones comunes para normas de equipos de maniobra y control de alta tensión
NTC 3609	Ensayos mecánicos a transformadores de distribución
NTC 1490	Accesorios para transformadores monofásicos de distribución con potencia entre 5 KVA y 167 KVA
NTC 1656	Accesorios par transformadores trifásicos de distribución con potencia entre 15 KVA y 150 KVA
NTC 3607	Accesorios para transformadores trifásicos de potencia entre 2001 KVA y 10000 KVA
NTC 3997	Transformadores de distribución trifásicos tipo pedestal
LEY 1715 DE 2014	Energías renovables no convencionales
LEY 1715 DE 2014	Guía práctica para aplicación de incentivos tributarios
LEY 142 DE 1994	Servicios públicos domiciliarios
LEY 143 DE 1994	Servicios públicos domiciliarios
LEY 689 DE 2001	Servicios públicos domiciliarios
LEY 632 DE 2000	Servicios públicos domiciliarios
RETILAP	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas
Resolución 030 de 2018	Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida
RETIE	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas

Tabla 2. Normas nacionales para los sistemas eléctricos. [9]

2.2. Normas Internacionales

NORMAS	DESCRIPCION
IEE Std 693-2005	Practica recomendada para diseño sísmico de subestaciones
AISC	Instituto Americano de construcciones de acero
AWS	Sociedad Americana de soldadura
ACI	Instituto Americano de concreto
ANSI	Instituto nacional americano de normalización
EIA	Asociación de industrias electrónicos
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos
ICE	Comisión electrotécnica internacional
NEMA	Asociación de fabricantes eléctricos
NFPA	Asociación nacional de protección contra incendios
ICEA	Asociación de ingenieros de cables aislados
IES	Sociedad de ingenieros de iluminación
ASTM	Sociedad americana de pruebas y materiales
ISA	Sociedad de instrumentos de América

Tabla 3. Normas internacionales para el sector eléctrico.[10]

3. PANORAMA NACIONAL DEL SECTOR ELECTRICO

3.1. Cronología del Sector Eléctrico Colombiano

El sector eléctrico empieza a incursionar en Colombia a finales del siglo XIX, el sector privado es el encargado de realizar las primeras inversiones, se forman las primeras empresas de generación distribución y comercialización de la energía eléctrica.[11]

La siguiente tabla ilustra los eventos más importantes del sector eléctrico colombiano en los últimos tiempos.

FECHA	EVENTO
4 DE AGOSTO DE 1886	Primer contrato para alumbrado público del municipio de Bogotá.
7 DE DICIEMBRE DE 1889	Bogotá Electric Light Company entrega el primer servicio de alumbrado público.
12 DE DICIEMBRE DE 1889	La compañía eléctrica de Bucaramanga obtiene licencia para explotación del alumbrado eléctrico.
24 DE JULIO DE 1890	Se otorga licencia a la compañía eléctrica de Bucaramanga para utilizar los terrenos adjuntos al rio Suratá para construir tomas de agua y la planta eléctrica importada de Nueva York por Julio Jones
1891	La Bogotá Electric Light Company incremento su capital mediante la emisión de 2000 acciones.
1891	Comienza el servicio de iluminación eléctrica en Panamá.
1892	Primera instalación de suministro de electricidad para uso doméstico en la ciudad de Barranquilla.
20 DE FEBRERO DE 1893	Se constituye la Compañía Anónima Eléctrica de Bucaramanga Limitada.
1892-1895	Comienza servicio de alumbrado público en Cartagena, Santa Marta y Medellín.
1898	Comienza a funcionar el alumbrado residencia en Bucaramanga.
1900	Comienza a operar hidroeléctrica El Charquito.
1904	Se suspende el servicio de alumbrado público en Bucaramanga debido a la escasez de dinero que se generó por causa de la guerra de los mil días.
1904	Se firma el acuerdo municipal para el suministro de alumbrado para la ciudad de Medellín.
1909	Se funda la Compañía Colombiana de Electricidad para suministrar electricidad a la Costa Atlántica y Cali.
1911	Se construye la presa de embalse para regular el caudal del rio Bogotá y alimentar la central hidroeléctrica de El Charquito.

FECHA	EVENTO
1912	Se amplía la central de Santa Elena para atender la creciente demanda de energía eléctrica en la ciudad de Medellín.
1918	Se municipaliza la compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas.
1921	Comienza la operación de la primera central del aprovechamiento hidráulico múltiple en piedras blancas (Medellín)
1923	Se amplía en 4.500 kW la capacidad de generación de la Hidroeléctrica del Chaquito con la implementación de generación térmica.
1924	Se inicia la operación la sexta unidad hidráulica en la central hidroeléctrica de El Charquito.
16 DE AGOSTO DE 1926	Se inaugura la planta hidroeléctrica de Zaragoza.
27 DE JULIO DE 1927	Se constituye la Compañía Eléctrica Penagos S.A.
1928	Se aprueba la ley 113, primera ley regulatoria del sector eléctrico.
25 DE SEPTIEMBRE DE 1929	Cambio de razón social de la Compañía Eléctrica de Bucaramanga Limitada se acuerda llamarse Compañía Eléctrica de Bucaramanga.
1929	Se inicia la construcción de la central hidroeléctrica de Guadalupe I(Antioquia).
1930	Debido a la recesión mundial freno temporalmente la expansión de la generación eléctrica.
1932	Antioquia lidera el sector eléctrico con políticas de reinversión de las utilidades y la entrada en servicio de las primeras unidades de la central hidroeléctrica de Guadalupe I con dos unidades de 5 MW.
1935	Sale de operación la vieja planta de generación de Floridablanca.
1938	La administración Santos Montejo gestiona en el congreso la aprobación de la ley 26 que definió como servicio público la oferta de electricidad.
1940	Se realizan estudios de los ríos Lebrija, Sogamoso, Suarez y Chicamocha, a fin de localizar sitios aprovechables para la construcción de embalses y caídas de agua con destino a centrales de generación eléctrica.
1941	Entrada en operación de la central hidroeléctrica El Salto I.
1942	Empieza la construcción de la central hidroeléctrica de Rio Grande
4 DE FEBRERO DE 1944	Se constituyó la empresa Central Hidroeléctrica de Rio Lebrija Limitada.
1945	Se autoriza la construcción de tres nuevas centrales hidroeléctricas, la del Rio Lebrija (Santander), Ínsula (Caldas) y la del bajo Anchicaya (Valle del Cauca)
1946	Mediante la ley 80 se crea el instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico ELECTROAGUAS.
1947	Se constituye la Electrificadora del Huila

FECHA	EVENTO
1948	Las empresas municipales de Cali compraron las planta s generadoras de la compañía Colombiana de Electricidad.
1951	Se constituyó ECOPETROL.
22 DE DICIEMBRE DE 1952	Se constituyó la sociedad Energía Eléctrica del Socorro Limitada.
24 DE ABRIL DE 1954	Se inaugura la primera etapa de la Central Hidroeléctrica del rio Lebrija con capacidad de 9 MW.
1954	Se crea la corporación Autónoma Regional del Valle para intervenir en los desarrollos hidroeléctricos en esa región.
1954	se contrata la elaboración del plan nacional de electrificación 1954-1970.
1955	Se constituyen las empresas públicas de Medellín como empresa de múltiples servicios públicos.
1955	Se realiza el primer estudio de interconexión nacional.
1959	Fui constituida la empresa de Energía Eléctrica de Bogotá EEEB.
24 DE DICIEMBRE DE 1959	El congreso colombiano aprueba la ley 146 que otorgo recursos para la construcción de las obras de la Central hidroeléctrica del rio Sogamoso.
1960	Entra en funcionamiento la central hidroeléctrica de Laguneta (Bogotá)
1961	La Compañía Eléctrica de García Rovira Limitada fue constituida por Hilebrija Limitada.
1962	entra en servicio la Central Térmica de Yumbo (Cali), con 53 MW.
1963	Entra en servicio la presa Esmeralda de la CHEC, la primera etapa de Termo Zipa I, el Salto II, y Termo Paipa.
1964	Entra en servicio Termo Zipa II, Termo Zipa III (1972), Termo Zipa IV (1981) y V (1985)
1965	Entra en servicio la presa Troneras que amplía el sector en 36 MW generados en Antioquia.
1966	Entran en servicio las unidades III y IV de Cospique (Cartagena).
1968	Entra en operación la central hidroeléctrica Calima I.
1968	Se construye el embalse Miraflores que facilito la entrada de la central Guadalupe III con 270 MW.
1969	La CHEC entrego al servicio la central de San Francisco, con 135 MW.
1970	El ICEL entrego al servicio la central Termo Barranca II con 12.5 MW.
1971	Interconexión del país se configuro la “Y” geográfica de líneas de transmisión, núcleo inicial de la red.
1972	Entran en servicio las centrales Canoas, con 50 MW de la EEEB.
1973	Se define la construcción del gran complejo hidroeléctrico de San Carlos en Antioquia.

FECHA	EVENTO
1974	Entra en servicio la central hidroeléctrica del alto Anchicaya.
1975	Se inician las gestiones para incluir a la costa Atlántica al sistema Eléctrico interconectado.
1977	Entraron en servicio las etapas V y VI de Termo Barranquilla, con 48 MW.
1978	Entro en operación Termo Ballenas (Guajira) con 31.6 MW, y Guatapé II con 270 MW alimentado por el mayor embalse del país (El Peñol, con 1.24 KM cúbicos de agua).
1981	Se reestructura la junta directiva de ISA para darle una amplia y directa participación al gobierno nacional.
1982	entra en operación Chivor II con 500 MW. Se interconecta la región de la Costa Atlántica con el interior del país.
1983	Entró en servicio la central hidráulica Ayurá con 19 MW.
1984	Entró en operación la primera fase del gran proyecto San Carlos I con 620 MW, el mayor proyecto hidroeléctrico hasta entonces en el país.
1987	Entra en operación la segunda etapa del gran proyecto San Carlos II, con 620 MW, el proyecto Betania con 500 MW.
1988	Entra a operar Calderas II.
1989	El sistema eléctrico ya contaba con 8.370 MW instalados. Se inauguró la línea de interconexión entre Bucaramanga- Arauca.
1991	La capacidad disponible del sistema eléctrico llega a 8.360 MW.
1992	Año de crisis de generación eléctrico nacional debido al peor comportamiento hidrológico recordado, el llamado apagón más severo de la historia nacional.
1994	Se reestructura el sector mediante la adopción de las leyes 142 (ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica), así como la creación y reglamentación del marco funcional del Ministerio del Medio Ambiente.
1995	Se constituyó ISAGEN como empresa pública, bajo el régimen de sociedad anónima.
21 DE MARZO DE 1997	Se constituyó la sociedad anónima promotora de la construcción del proyecto hidroeléctrico del rio, Sogamoso, abreviada Hidro Sogamoso S.A.
AGOSTO DEL 2007	La ESSA S.A. traspasa el proyecto hidroeléctrico del rio Sogamoso a la empresa ISAGÉN.
10 DE MARZO DE 2009	Se inicia formalmente el proyecto de construcción de una gran hidroeléctrica en el cañón del rio Sogamoso.
19 DE DICIEMBRE DE 2013	Se inicia la venta del 57.66% de las acciones ordinarias que poseía la nación colombiana de ISAGÉN.
21 DE ENERO DE 2014	Se inicia la venta de todas las acciones de ISAGÉN que no se vendieron en la primera etapa.

Tabla 4. Cronología de la Red Eléctrica Colombiana. [12]

3.2. Actualidad del sector energético en Colombia

La energía eléctrica ha sido la base para el desarrollo de las regiones en el mundo, en Colombia la energía eléctrica hizo su aparición a finales del siglo XIX, cuando se implementaron las primeras lámparas iluminadas con energía eléctrica en la ciudad de Bogotá, posterior a esto hizo su aparición la energía eléctrica para uso comercial residencia e industrial en zonas urbanas y rurales del país. Se estima que el 96.9% de la población del país cuenta con cobertura eléctrica según el ICEE información reportada en el año 2015.

La energía eléctrica pasa por cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización, estas componen el SIN, donde la energía eléctrica se transporta desde su generación hasta el usuario final. En el grupo de las ZNI se encuentra el 3.04% de la población según datos suministrado por la UPME-2015, en las ZNI se hace uso de plantas diésel, energías renovables e incluso pequeñas hidroeléctricas para suplir las necesidades energéticas.[13], [14]

Las figuras 12, 13 y 14 son indicadores de eficiencia, intensidad y participación de la matriz energética en Colombia.

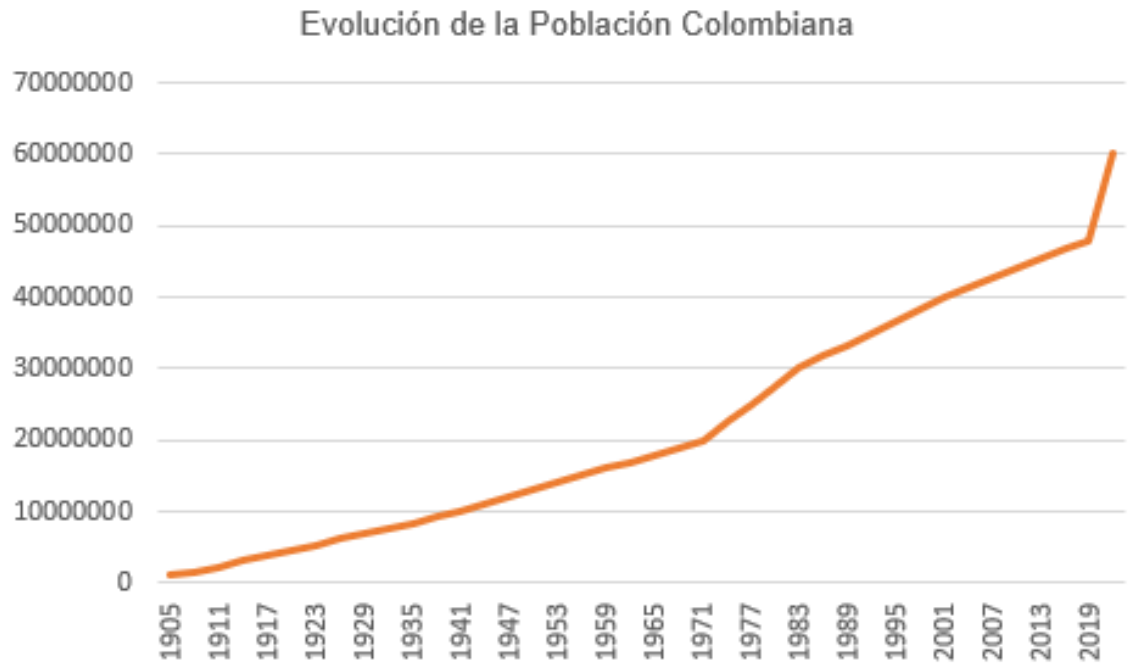


Figura 1. Evolución de la población colombiana.[15]

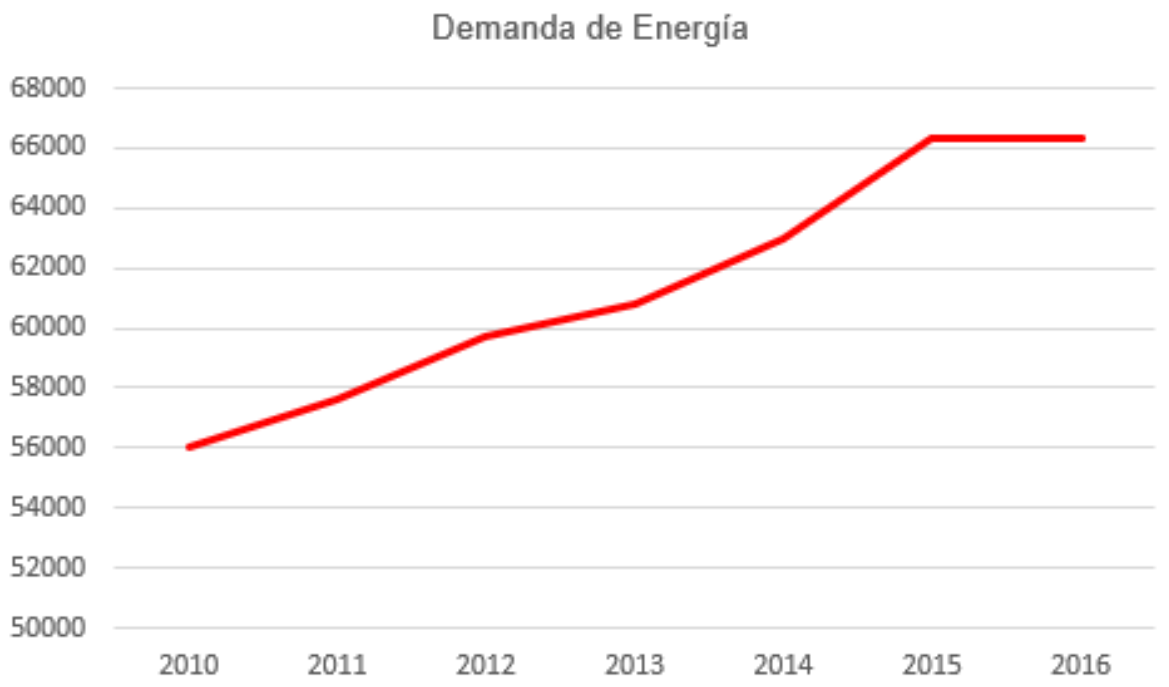


Figura 2. Demanda de Energía (GWh) en Colombia.[15]

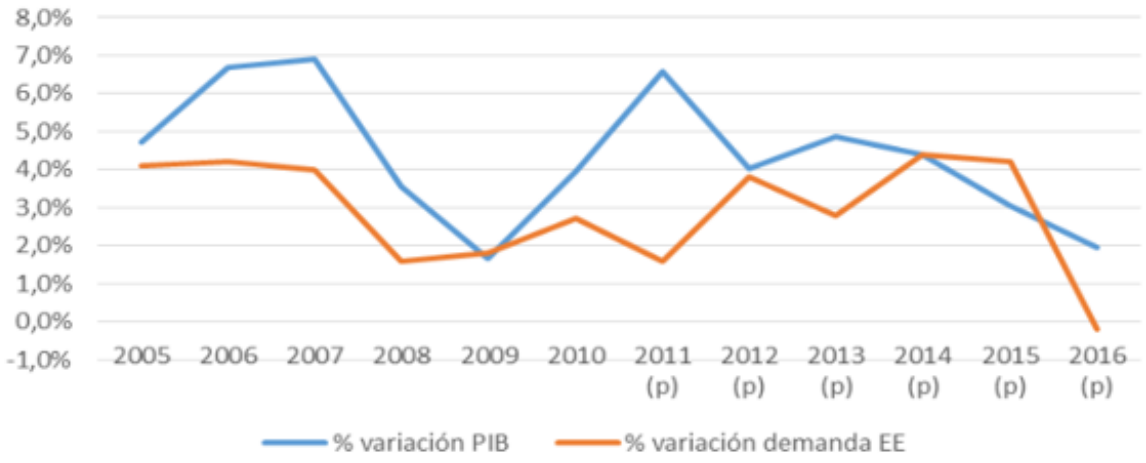


Figura 3. Variación del PIB y de la demanda de electricidad en Colombia[15]

3.3. Matriz Energética

La matriz energética constituye toda la energía disponible para ser transformada, distribuida y consumida en los distinto procesos productivos, es una representación cuantitativa de oferta de energía, quiere decir la cantidad de recursos energéticos ofrecidos dentro de un

país o una región en específico, para el caso Colombia se puede indicar que se goza de una matriz energética relativamente buena tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables, actualmente la explotación y la producción energética del país está constituida en un 93% de recursos primarios, 4% de hidroenergía y un 3% constituido entre biomasa y residuos.[16]

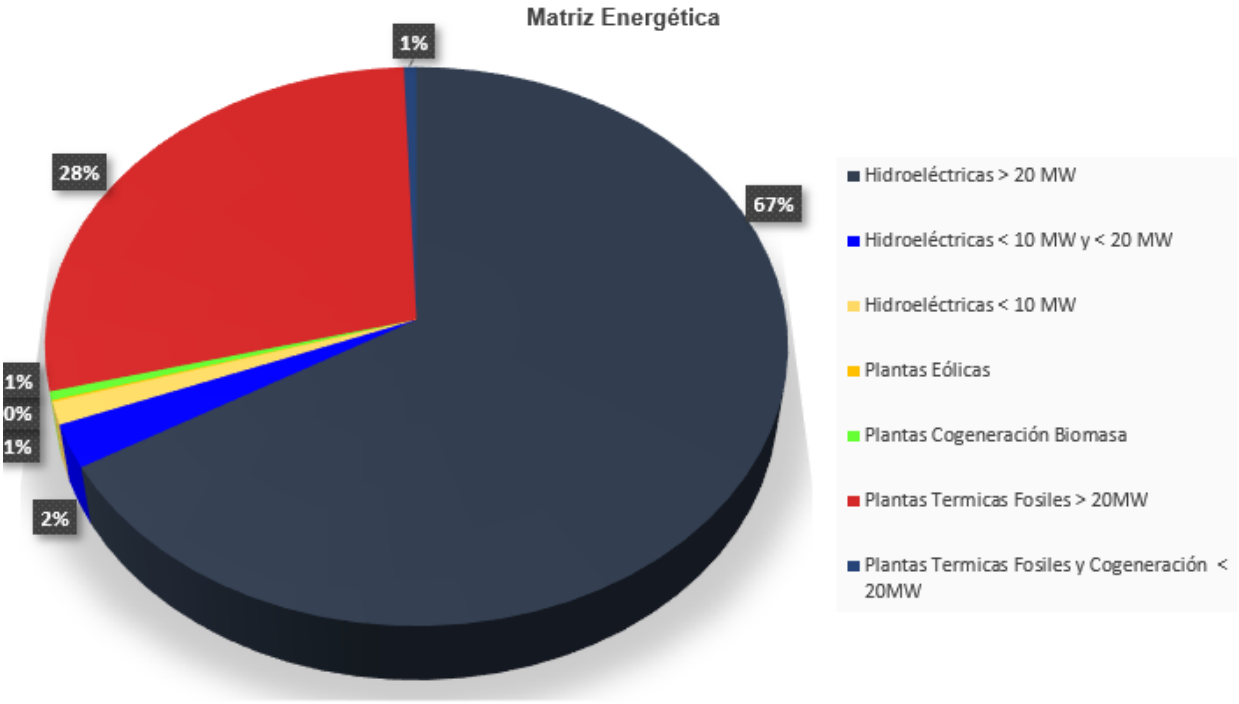


Figura 4. Capacidad de generación eléctrica. [17]

4. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA REGIÓN CENTRAL

La ciudad de Bogotá y los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Meta y Tolima comprenden lo que se denomina la RAP-E, quienes constituyen la región más importante del país.

4.1. Empresas de la Región Central

Las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica en la región central se observan en la tabla 9. Estas tienen a su disposición subestaciones eléctricas distribuidas a lo largo del territorio y se encuentran posicionadas de acuerdo con las necesidades y capacidad energética de cada región o cantidad de usuarios a los cuales se les suministra el servicio eléctrico.

EMPRESA	RAZÓN SOCIAL	REGIÓN	NÚMERO DE MUNICIPIOS ATENDIDOS POR LAS EMPRESAS	PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO		NÚMERO DE USUARIOS
				CONSUMO (GWH)	%	
CODENSA	Codensa S.A. E.S.P.	Bogotá	103	7.395,6	19,6	2.429.365
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	Boyacá	125	548,5	1,5	373.284
EMSA	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Meta	23	610,6	1,6	216.356
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A E.S.P.	Cundinamarca	76	666,1	1,8	239.077
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima S.A E.S.P.	Tolima	50	800,3	2,1	369.958

Tabla 5. Empresas del Sector Eléctrico Nacional Rap-E 2010. [18]

EMPRESA	LÍNEA DE TRANSMISIÓN SIN	LONGITUD (KM)	LONGITUD (%)
CODENSA	110 kV	1,201.13	15.62
EBSA	115 kV	678.50	8.82
EMSA	115 kV	376.30	4.89
EEC	110 kV	106.59	1.48
ENERTOLIMA	115 kV	531.75	6.91

Tabla 6. Líneas de Transmisión del SIN Rap-E 2020. [19]

4.2. Redes SIN y ZNI

Las redes del SIN son aquellas agrupadas en un conjunto de líneas y subestaciones, que también incluyen las interconexiones a nivel internacional, estas redes transportan la energía desde su generación pasando por las subestaciones eléctricas y finalmente al usuario final, mientras que las zonas ZNI se refieren a aquellos lugares entendiéndose como municipios, corregimientos, localidades y caseríos que no se encuentran conectados al SIN, algunas de las zonas ZIN del país son: Archipiélago de San Andrés, Providencia y

Santa Catalina, Leticia (Amazonas), Capurgana (Choco), Puerto Carreño (Vichada) y Mitú en el Vaupés.

Las empresas que prestan su servicio en las ZIN normalmente generan electricidad a partir de plantas que funcionan con Diesel, paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas.[39], [21]

La siguiente tabla hace referencia a los indicadores de las zonas SIN y ZIN de la Región central.

DEPTO	USUARIOS CABECERA MUNICIPAL SIN	USUARIOS RESTO SIN	USUARIOS TOTAL SIN	USUARIOS CABECERA MUNICIPAL ZNI	USUARIOS RESTOS ZIN	USUARIOS TOTAL ZIN	USUARIOS CABECERA MUNICIPAL TOTALES	USUARIOS RESTO TOTALES	TOTAL USUARIOS
BOGOTÁ D.C	2.239.425	42.991	2.282.416	0	0	0	2.239.425	42.991	2.282.416
BOYACÁ	236.933	179.211	416.144	0	0	0	236.933	179.211	416.144
META	232.034	39.542	276.388	511	1.826	2.337	232.545	41.368	273.913
CUNDINAMARCA	642.391	318.954	961.345	0	64	64	642.391	319.018	961.409
TOLIMA	316.902	106.331	423.680	0	0	0	317.349	106.331	423.680

Tabla 7. Índice de Cobertura Energía Eléctrica 2016. [22]

4.3. Descripción de la infraestructura de las subestaciones Región Central

La Gestión operativa de cada una de las empresas prestadoras de servicio de suministro eléctrico en la Región se presenta en las tablas 12 a la 24.

4.3.1. EEC

EEC realiza presta su servicio en el departamento de Cundinamarca, su operación se realiza en siete zonas de Cundinamarca las cuales son (Cáqueza, Facatativá, Fusagasugá, Gacheta, Girardot, La Mesa, Villeta), las subestaciones que hacen parte de sus sistema de distribución de

energía se presentan en la siguiente tabla.[23]

NUMERO DE SUBESTACIONES POR ZONA									
Nivel de Tensión	**Año**	**Cáqueza**	**Facatativá**	**Fusagasugá**	**Gacheta**	**Girardot**	**La Mesa**	**Villeta**	**Total**
SUBESTACIONES 34.5 KV	2011	6	6	5	2	12	3	9	43
	2012	6	6	5	2	12	3	9	43
SUBESTACIONES 115 KV	2011			1					2
	2012			1					2

Tabla 8. Subestaciones de la EEC. [23]

Con la información contenida en la anterior tabla se puede validar que la empresa EEC cuenta con dos subestaciones en 115 kV que prestan el servicio para la zona de Facatativá y Fusagasugá y dispone de 43 subestaciones en 34.5 kV, distribuidas en las siete zonas de la región de Cundinamarca.

De igual manera la EEC cuenta con cinco diferentes agentes, estas son empresas prestadoras de servicio de suministro eléctrico en otras regiones del país que a su vez también importan energía a Cundinamarca, haciendo un total de 34 subestaciones frontera, la siguiente tabla muestra las empresas importadoras de energía para la zona de Cundinamarca:

SUBESTACIONES FRONTERA POR ZONAS							
OPERADORES	**CÁQUEZA**	**FACATATIVÁ**	**FUSAGASUGÁ**	**GACHETA**	**GIRARDOT**	**LA MESA**	**VILLETA**
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS							
S/E 13.2 KV							1
S/E 33 KV							1
CODENSA							
S/E 11.4 KV		1					
S/E 13.2 KV	2	2	1	1			
S/E 34.5 KV	2	3	4			2	1
S/E 115 KV		1	1	1			
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA							
S/E 13.2 KV					2		
S/E 34.5 KV					5		

ELECTRIFICADORA DEL META							
S/E 13.2 KV	1						
S/E 34.5 KV	1						
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ							
S/E 34.5 KV				1			
TOTAL	6	7	6	3	7	2	3

Tabla 9. Subestaciones Fronteras Importadoras de la EEC. [23]

De acuerdo con la anterior tabla se valida que los municipios de Cáqueza, Villeta y Gacheta cuentan con dos operadores distintos que complementa el suministro de energía eléctrica, mientras que el resto de las zonas cuentan con un solo operador que complementa el suministro eléctrico, el sector de la Mesa es el que cuenta con menos operadores importadores de energía (2) a diferencia de Girardot que es el municipio que cuenta con una mayor cantidad de operadores (7) en total.

Cabe mencionar que la EEC cuenta también con (8) subestaciones frontera que prestan el servicio de exportación de energía (7) de la empresa Codensa, se destaca el hecho que no hay exportación de energía a las zonas de Girardot y La Mesa, esto se observa en la siguiente tabla:

SUBESTACIONES EN LAS FRONTERAS DE EXPORTACIÓN POR ZONAS					
Operadores	**Cáqueza**	**Facatativá**	**Fusagasugá**	**Gacheta**	**Villeta**
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS					
S/E 33 KV					1
CODENSA					
S/E 13.2 KV	1				
S/E 34.5 KV	1	1	1		
S/E 115 KV		1		1	1
TOTAL	2	2	1	1	2

Tabla 10. Subestaciones Fronteras Exportadoras de la EEC. [23]

Las subestaciones con las que cuenta la EEC tienen los siguientes transformadores de potencia:

TRANSFORMADORES DE POTENCIA								
	Cáqueza	**Facatativá**	**Fusagasugá**	**Gacheta**	**Girardot**	**La Mesa**	**Villeta**	**Total**
CAPACIDAD (MVA)	18.0	61.0	60.5	5.8	149.8	15.0	45.0	355
NUMERO DE TRANSFORMADORES	7	11	9	2	20	5	16	70

Tabla 11. Transformadores de Potencia de la EEC 2012. [23]

4.3.2. EMSA

La Electrificadora del Meta, cuenta con un sistema eléctrico conformado por 45 subestaciones eléctricas tienen una capacidad total de 548 MVA, además de 8.857 Km de redes en nivel de tensión II, 1.416 Km en nivel de tensión III, 444 Km en nivel de tensión IV, distribuidas a lo largo del departamento del Meta. [24]

SUBESTACIONES DE LA EMSA			
SUBESTACIÓN	**EXTENSIÓN (m)**	**NIVEL DE TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN (kV)**	**NIVEL DE CONTROL**
LA REFORMA	140*90	115	Red de comunicación IEC-103/RS485 y a su vez unidad inteligente SICAM SAS.
CAÑOS NEGROS	40*50	34.5	Unidad inteligente SICAM PAS. Centro de supervisión Barzal
IDEMA	40*50	34.5	Tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
CUMARAL	40*50	34.5	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal

SUBESTACIONES DE LA EMSA			
SUBESTACIÓN	**EXTENSIÓN (m)**	**NIVEL DE TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN (kV)**	**NIVEL DE CONTROL**
PUERTO LÓPEZ	40*30	115	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
ACACIAS	30*45	34.5	Tele controlada Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
SAN MARTIN	60*90	34.5	Unidad inteligente SICAM PAS. Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
GRANADA	80*105	115	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
OCOA	140*90	115	Unidad inteligente SICAM SAS. Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
BARZAL	140*90	115	Unidad inteligente SICAM PAS. Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
CASETABLA	20*20	34.5	atendida a través del liniero de Puerto López
FUENTE DE ORO	20*20	34.5	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
ESMERALDA	20*20	34.5	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
MEDELLÍN DEL ARIARI	20*20	34.5	atendida a través del liniero de El Castillo
GUAMAL	40*40	34.5	Telecontrolada Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
PUERTO GAITÁN	100*100	115	SICAM PAS. Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
MANACACIAS	----------	34.5	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
PUERTO LIMÓN	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
APIAY	40*40	34.5	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal

SUBESTACIONES DE LA EMSA			
SUBESTACIÓN	**EXTENSIÓN (m)**	**NIVEL DE TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN (kV)**	**NIVEL DE CONTROL**
AGUAS CLARAS	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
CASTILLA LA NUEVA	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
CUBARRAL	15*15	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
PUERTO LLERAS	20*20	34.5	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
SAN JUAN DE ARAMA	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
CABUYARO	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
VISTA HERMOSA	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
PRESENTADO	10*10	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
SURIMENA	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
MESETAS	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
URIBE	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
PUERTO RICO	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
CATAMA	50*50	34.5	Unidad inteligente SICAM PAS. Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
SURIA	70*70	115	Centro de Supervisión y Maniobras Barzal
EL RUBÍ	20*20	34.5	Atendida a través del liniero Puerto Gaitán
MURIBA	20*20	34.5	Atendida a través del liniero del municipio
CAMPO BONITO	70*70	115	Atendida a través del liniero del municipio

SUBESTACIONES DE LA EMSA			
SUBESTACIÓN	**EXTENSIÓN (m)**	**NIVEL DE TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN (kV)**	**NIVEL DE CONTROL**
PUERTO TOLEDO	30*30	-------	Atendida a través del liniero del municipio
EL VIENTO	30*30	-------	Atendida a través del liniero del municipio
PUENTE ARIMENA	30*30	*****	Atendida a través del liniero del municipio
LA MACARENA	50*50	*****	Atendida a través del liniero del municipio
TROPEZÓN	30*30	*****	Atendida a través del liniero del municipio
SERRANÍA	30*30	-----	Atendida a través del liniero del municipio
58-4	30*30	****	Atendida a través del liniero del municipio

Tabla 12. Subestaciones de la Empresa EMSA 2016. Electrificadora del Meta [25]

4.3.3. EBSA

La empresa de Emergía de Boyacá cuenta con subestaciones de transformación tipo reductoras y subestaciones de maniobra, estas se encuentran distribuidas a lo largo del departamento de Boyacá, y se distribuyen en 8 zonas las cuales son: Centro, Norte, Occidente, Oriente, Puerto Boyacá, Ricaurte, Sugamuxi y Tundama.

Estas se encuentran subestaciones eléctricas automatizadas con sistemas de comunicación, sistemas SCADA, microondas, fibra óptica, IHMs, RTUs y Gateway. Las siguientes tablas muestran las subestaciones eléctricas que se encuentran en el territorio de Boyacá.[26], [27]

ZONA CENTRO				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
DONATO	Tunja	2004	13.2	8
			34.5	6
			115	3

ZONA CENTRO				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
HUNZA	Tunja	2004	13.2	4
PATRIOTAS	Tunja	2009	13.2	1
			13.2	3
RIO DE PIEDRAS	Tuta	2015	13.2	
			34.5	
SAMACÁ	Samacá	2014	13.2	4
VILLA DE LEYVA	Villa de Leyva	2014	13.2	3
APOSENTOS	Nuevo Colon	2008	13.2	3
COMBITA	Combita	2008	13.2	3
EL MUELLE	Sutamarchan	2014	13.2	2
GACHANTIVÁ	Gachantivá	2011	13.2	3
JENESANO	Jenesano	2008	13.2	3
MIRAFLORES	Miraflores	2008	13.2	4
RAMIRIQUÍ	Ramiriquí	2008	13.2	3
TIBANA	Tibana	2012	13.2	2
			13.2	1
SÁCHICA	Sáchica	2008	13.2	2
			13.2	1
UMBITA	Umbita	2012	13.2	3
VENTAQUEMADA	Ventaquemada	2008	13.2	
ZETAQUIRÁ	Zetaquirá	2008	13.2	4

Tabla 13. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Norte 2017.[26], [28]

ZONA TUNDAMA				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN KV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
HIGUERAS	DUITAMA	2006	13.2	6
			34.5	3
			115	2

IRACA	DUITAMA	2006	13.2	6
			34.5	2
MARANTÁ	DUITAMA	2006	13.2	4
PAIPA	PAIPA	2006	13.2	5
			34.5	3
			115	8
BELÉN	BELÉN	2012	13.2	3
PAZ DE RÍO	PAZ DE RÍO	2008	13.2	3
SOCHA	SOCHA	2008	13.2	3
SOCOTÁ	SOCOTÁ	2008	13.2	4

Tabla 14. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Tundama 2017.[26], [28]

ZONA SUGAMUXI				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
LA RAMADA	SOGAMOSO	2004	13.2	6
			34.5	3
			115	2
SAN ANTONIO	SOGAMOSO	2006	13.2	4
			34.5	4
			115	10
SIRATA	SOGAMOSO	2004	13.2	5
			34.5	2
FIRAVITOBA	BOAVITA	2008	13.2	5
LLANO DE ALARCÓN	CUITIVA	2012	13.2	3
TÓPAGA	TÓPAGA	2012	13.2	3
TASCO	TASCO	2008	13.2	5

Tabla 15. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Sugamuxi 2017.[26], [28]

ZONA OCCIDENTE				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
CHIQUINQUIRÁ	CHIQUINQUIRÁ	2007	13.2	4
			34.5	4
			115	2
BRICEÑO	BRICEÑO	2011	13.2	3
BUENA VISTA	BUENA VISTA	2008	13.2	3
CANTINO	COPER	2012	13.2	3
GUANARES	SAN PABLO DE BORBUR	2008	13.2	4
MUZO	MUZO	2008	13.2	3
OTANCHE	OTANCHE	2008	13.2	3
PAUNA	PAUNA	2012	13.2	4
SABOYÁ	SABOYÁ	2012	13.2	3
SAN PABLO DE BORBUR	SAN PABLO DE BORBUR	2014	13.2	
			34.5	

Tabla 16. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Occidente 2017.[26], [28]

ZONA ORIENTE				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
GARAGOA	GARAGOA	2011	13.2	5
			34.5	4
GUATEQUE	GUATEQUE	2008	13.2	5
			34.5	5
			115	2
SANTA MARÍA	SANTA MARÍA	2010	13.2	2
			34.5	1
			115	1
TUNJITA	MACANAL	2014	115	
MACANAL	MACANAL	2008	13.2	3

ZONA ORIENTE				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
CHINAVITA	CHINAVITA	2008	13.2	4
SAN LUIS DE GACENO	SAN LUIS DE GACENO	2008	13.2	3
SUTATENZA	SUTATENZA	2012	13.2	3
TENZA	TENZA	2008	13.2	3

Tabla 17. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Oriente 2017.[26], [28]

ZONA NORTE				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
BOAVITA	BOAVITA	2008	13.2	4
			34.5	3
CHITA	CHITA	2008	13.2	2
GUACAMAYAS	GUACAMAYAS	2012	13.2	3
TIPACOQUE	TIPACOQUE	2008	13.2	4
SOATÁ	SOATÁ	2012	13.2	3

Tabla 18. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Norte 2017.[26], [28]

ZONA RICAURTE				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
MONIQUIRÁ	MONIQUIRÁ	2010	13.2	5
			34.5	4
ARCABUCO	ARCABUCO	2012	13.2	5
CHITARAQUE	CHITARAQUE	2012	13.2	4
SANTANA	SANTANA	2016	13.2	5
SAN JOSÉ DE PARE	SAN JOSÉ DE PARE	2008	13.2	
			34.5	
TOGÜI	TOGÜI	2008	13.2	4

Tabla 19. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Ricaurte 2017.[26], [28]

ZONA PUERTO BOYACÁ				
SUBESTACIÓN	**MUNICIPIO**	**AÑO DE AUTOMATIZACIÓN**	**NIVEL DE TENSIÓN kV**	**NUMERO DE CIRCUITOS**
PUERTO BOYACÁ	PUERTO BOYACÁ	2007	13.2	4
			34.5	3
			115	2
LA PERLA	PUERTO BOYACÁ	2012	13.2	3
PUERTO SERVIEZ	PUERTO BOYACÁ	2008	13.2	
			34.5	
VELÁSQUEZ	PUERTO BOYACÁ	2016	13.2	3

Tabla 20. Subestaciones de la Empresa EBSA Zona Puerto Boyacá 2017.[26], [28]

5. REDES INTELIGENTES

La demanda energética mundial crece constantemente, por lo cual el desafío del sector energético radica en hacer uso de los distinto avances tecnológicos que garanticen la eficiencia, fiabilidad y seguridad de la red eléctrica. Las redes inteligentes también conocidas como Smart Grids, nacen de la necesidad de modernizar los sistemas convencionales, articulando los procesos de control y monitoreo con las tecnologías verdes, integrando inteligentemente las acciones de todos los actores que se encuentran conectados a la red, esto genera la renovación del sector eléctrico e impulsa las nuevas innovaciones en los mercados industriales. Las redes inteligentes permiten que las empresas generadoras y distribuidoras de la energía eléctrica adopten medidas que permitan reestructurar los sistemas actuales brindando una mejor calidad en el servicio.[29], [30],[31]

5.1. Redes Inteligentes y su Funcionalidad.

Las redes inteligentes ofrecen un flujo bidireccional que está en la capacidad de compartir energía eléctrica e información en tiempo real sobre su estado, esto gracias al uso de equipos especializados y sensores asociados a la red del usuario.

Esto traduce en un valor agregado, ya que optimizan las redes eléctricas convencionales, con el uso de múltiples redes configuradas en distintos niveles de comunicación permitiendo su interactividad, como se observa en la figura 16. [29]

Las redes inteligentes aumentan la conectividad, automatizan y entablan una mejor comunicación entre usuario y proveedor, haciendo uso de sistemas de control que se encargan de seguir y medir la energía que viaja a través del sistema garantizando un mejor uso del recurso eléctrico. Por ende las Redes Inteligentes deben contar con infraestructuras de última generación estas integran las fuentes renovables de energía y líneas de transmisión superconductoras que consiguen reducir perdidas en la potencia eléctrica.[29], [30]

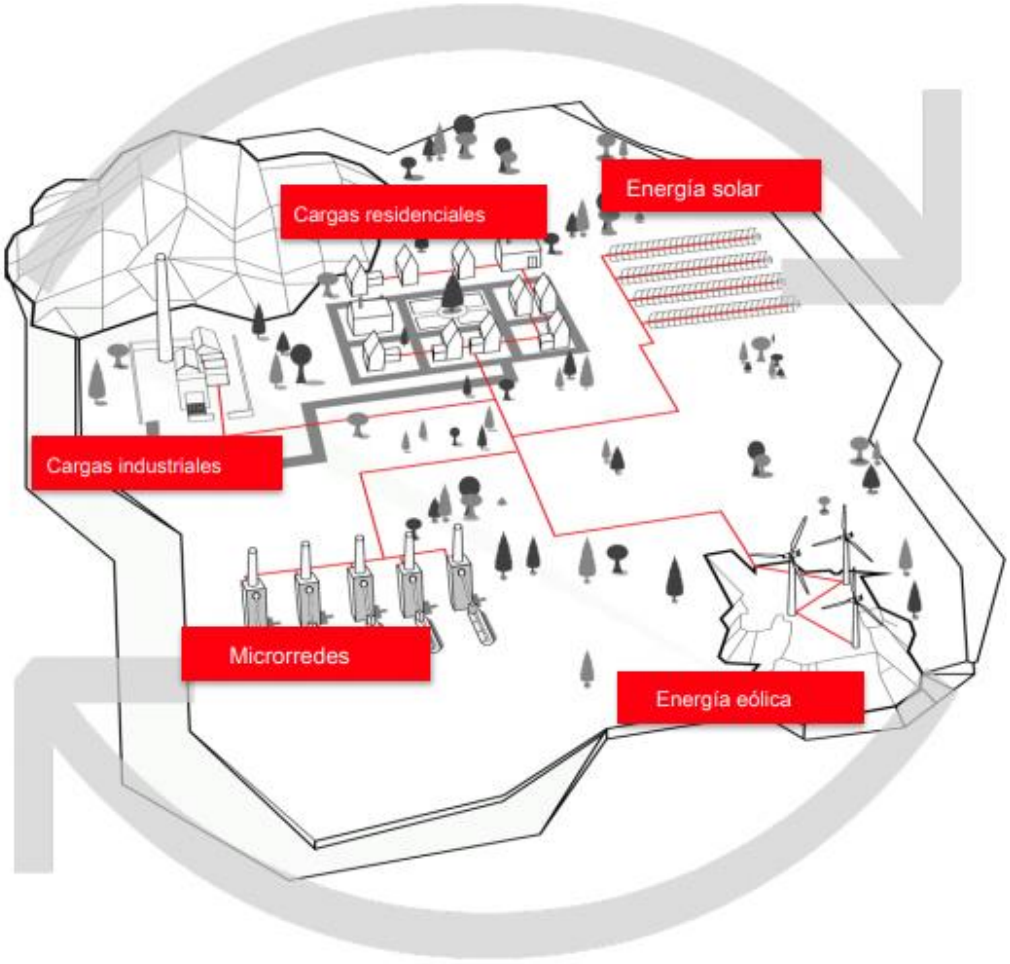


Figura 5. Concepto de Red Inteligente. [32]

5.2. Redes Eléctricas del Futuro

Las redes eléctricas del futuro tienen la capacidad de integrar a los actores de la red, ya sea los usuarios generadores, consumidores o una combinación de ambos. El enfoque de las redes eléctricas del futuro es brindar una mejor calidad en el servicio mediante el uso de las nuevas tecnologías estas incluyen el uso de sensores, sistemas de procesado de

señal y comunicaciones digitales permitiendo que la red eléctrica sea observable, controlable y automatizada obteniendo una operabilidad total.[33]

La figura 17, ilustra el esquema de las funcionalidades que se desarrollan en las Redes Inteligentes.

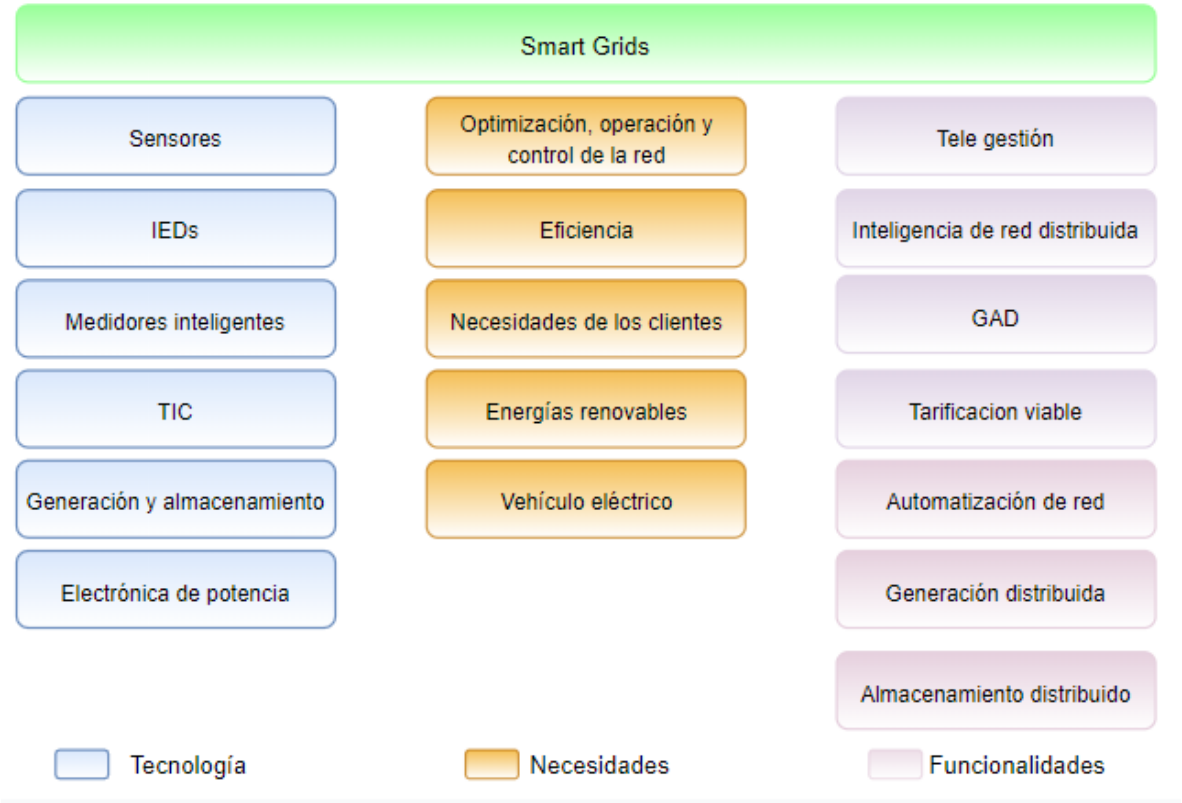


Figura 6. Esquema de las Smart Grids.[33]

5.3. Objetivos de las Redes Inteligentes

- **Lucha contra el cambio climático.** La política conocida como 20/20/20 establece una necesidad de generar energía libre de gases efecto invernadero, e incentiva el uso de las energías renovables.

- **Optimización de las infraestructuras**. Con la mejora en las infraestructura se busca reducir el costo de las inversiones que realiza anualmente las empresas del sector eléctrico, las redes eléctricas modernas permiten tener altos estándares de calidad que permiten calidad y seguridad en el suministro eléctrico.

- **Mejoras de la eficiencia eléctrica**. Los avances tecnológicos permiten que en la actualidad se obtengan los mismos resultados de eficiencia eléctrica gracias a la

mejora en equipos de luminarias, electrodomésticos, entre otros que han disminuido su consumo energético.

5.4. Subestaciones Eléctricas en el Marco de las Redes Inteligentes

La automatización de las subestaciones eléctricas tiene el propósito de mejorar los sistemas de potencia, mejorando la eficiencia y la productividad de cada región. Cumplir este propósito requiere integrar distintas tecnologías, por lo que en los últimos años varios han sido los logros tecnológicos que han permitido llegar hoy a las subestaciones digitales.

Las actuales redes eléctricas requieren de información digital desde el punto más cercano donde es generada esta información, esta es suministrada por las subestaciones eléctricas por lo cual los últimos años han sido claves para el desarrollo de las subestaciones digitales. A partir de la publicación del estándar IEC 61850 en 2004, se marcó un antes y un después que revoluciono las comunicaciones dentro de las subestaciones. Esta norma surgió como la herramienta que cubre los requerimientos de interoperabilidad entre distintos fabricantes o distintas versiones de los fabricantes de los IEDs en una subestación eléctrica.

La evolución tecnológica que representa las subestaciones eléctricas se refleja en la reducción del tamaños de las subestaciones mediante el uso de tecnologías como GIS, el desarrollo de los IEDs y la comunicación entre los diferentes niveles de la subestación, que facilito el monitoreo de la subestación, otros aspecto que mejoro fue la seguridad en las subestaciones ya que las nuevas normativas establecen protocolos de acción inmediata y con acceso a informes detallados de cada evento ocurrido en la subestación.

Estos últimos años han permitido reducir la brecha entre las tecnologías análogas y digitales, los nuevos equipos digitales ofrecen una reducción de hasta el 80% en el uso de cable de cobre en comparación a las tecnologías convencionales y su fase de instalación también tiene un tiempo de reducción 40% más corto en comparación a subestaciones eléctricas convencionales, el enfoque de las subestaciones digitales ahora ha cambiado ya que ahora se basa en las TIC.

las funcionalidades de las subestaciones han cambiado, por lo que es posible monitorear una mayor cantidad de variables, esto permite que la transmisión de datos sea mucho más completa y el enfoque de las subestaciones cambian dependiendo de la información que cada subestación suministre, ya que se incluyen fuentes de energías renovables y generación distribuida. [34]

Las redes inteligentes cuentan con sistemas de comunicación capaces de relacionar varios dispositivos facilitando la labor de controlar en tiempo real distintas variables, otros aspectos importantes en las Redes Inteligentes son la facilidad de prevenir y reducir fallas en los equipos que pueden ser también por errores humanos haciendo uso de técnicas de mantenimiento automáticas. La figura 18 describe la evolución de las subestaciones eléctricas convencionales hasta el punto de integrarse con las redes inteligentes.[29], [35] la figura muestra el papel de las subestaciones eléctricas dentro de las redes eléctricas.

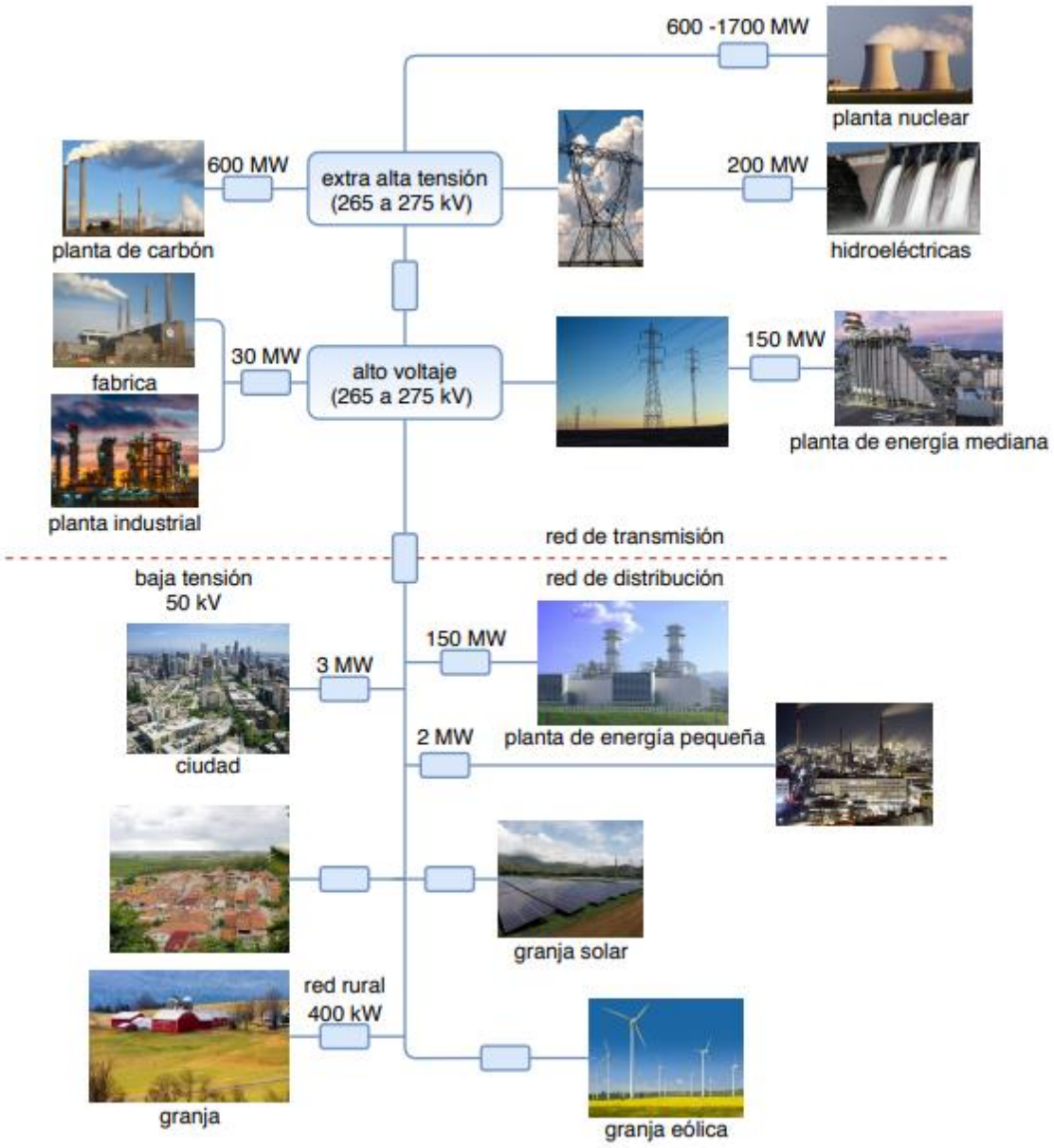


Figura 7. Subestaciones en las Redes Eléctricas. [36]

5.5. Redes Eléctricas Actuales Vs Redes Inteligentes

La posibilidad de integrar varias tecnologías en las redes inteligentes posibilita mejorar la eficiencia eléctrica, y también permite generar técnicas de control en las distintas etapas de la generación de energía eléctrica.

La siguiente tabla presenta una comparación entre la red eléctrica actual y una red inteligente.

CARACTERÍSTICAS	RED ELÉCTRICA ACTUAL	RED INTELIGENTE
AUTOMATIZACIÓN	Control limitado de los componentes de la red eléctrica.	Existencia de componentes como sensores, actuadores y técnicas de medición que permiten desarrollar control y automatización en todas las etapas de la red eléctrica.
INTELIGENCIA Y CONTROL	Actualmente muchas redes eléctricas se controlan de manera manual.	Se generan bases de datos creando sistemas de información.
AUTOAJUSTE	El ajuste se realiza a partir de fallos en el sistema.	Posibilidad de auto detectar fallas en el sistema, el sistema se basa en prevenir fallas y reducir el impacto al usuario final.
PARTICIPACIÓN DEL CONSUMIDOR Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	No hay participación del usuario, únicamente se recibe el servicio eléctrico.	La generación de energía permite establecerse a través de la red inteligente, hay un flujo bidireccional entre usuario y generación lo que permite la comunicación y monitorización del consumo.
RESISTENCIA ANTE ATAQUES	Las infraestructuras actuales se encuentran vulnerables ante ataques	Permite una rápida restauración en caso de ser necesario, es resistente a desastres naturales.
GESTIÓN DE LA DEMANDA	No existe ningún tipo de control ya que se dificulta saber en qué momentos del día hay una mayor del servicio eléctrico.	Los usuarios cuentan con dispositivos inteligentes, que permiten realizar mediciones en tiempo real de los consumos de energía, permitiendo realizar esquemas de eficiencia energética.
CALIDAD DEL SERVICIO	Actualmente solo se resuelven problemas del fallo del suministro eléctrico, problemas de calidad como lo son perturbaciones ruido eléctrico y bajones de tensión no se resuelven.	Depende del usuario se brinda distintos tipos de calidad en el servicio, lo que garantiza que depende el requerimiento se brinda una calidad que satisface al usuario.
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	En la actualidad las infraestructuras solo se están acoplando para realizar recarga de baterías en los vehículos.	Con la integración de vehículos eléctricos a la red inteligente, se crea la necesidad de crear nuevas infraestructuras que además de recargar los vehículos también puedan funcionar como centros de acopio de pequeñas fuentes de generación eléctrica.

CARACTERÍSTICAS	RED ELÉCTRICA ACTUAL	RED INTELIGENTE
CAPACIDAD PARA TODAS LAS OPCIONES DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.	Existen pocas plantas generadoras de gran magnitud, se dificulta interconectar recursos entre infraestructuras.	Integración de varias fuentes generadoras de energía, incrementando la capacidad de las plantas generadoras.
OPTIMIZACIÓN DE TRANSPORTE ELÉCTRICO.	Hay perdidas ya que en este momento no se hace uso eficiente del transporte eléctrico.	Se aprovecha la capacidad de transmisión de la red, extendiendo servicios.
PREPARACIÓN DE MERCADOS.	No hay integración entre estos mercados, hay una separación entre compradores y vendedores.	Hay optimismo en el mercado al por menor, ya que son pocas las limitaciones.
OPTIMIZACIÓN DE BIENES Y FUNCIONAMIENTO EFICIENTE.	El mantenimiento de la red se basa en periodos de tiempo, no hay una integración de datos de operación.	Es fácil realizar mediciones de la red, se integran tecnologías que permiten generar mejoras y mantenimientos basados en los datos del comportamiento de la red.

Tabla 21.Comparación de la red actual con una Red Inteligente. Fuente: FEDIT 2011.

5.6. Características de las Redes Inteligentes

Es necesario que el sistema eléctrico actual se transforme hacia las Redes Inteligentes, Esto acorde a la situación energética actual, la siguiente tabla muestra la características de las Redes Inteligentes.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
ESCALABILIDAD	Se tiene la capacidad de mejorar la rapidez y eficiencia en la respuesta, hay flexibilidad para configurar y direccionarlos flujos de potencia.
CONFIABILIDAD	Disponibilidad de los recursos, una mayor gestión de estos, ya que esta la opción de monitorear y controlar el sistema.
SEGURIDAD ENERGÉTICA	Se integran fuentes de energías renovables (solar, eólica, biomasa) y se dispone de almacenamiento de energía cuando haya algún tipo de interrupción en el suministro.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
COMPETITIVIDAD	La eficiencia energética permite una reducción en los costos, esto posibilita la venta de energía a otras regiones.
ÁMBITO ECONÓMICO	La implementación de SG va de la mano con la eficiencia y fiabilidad de la red, de esta manera se espera conseguir un incremento en las utilidades del sector eléctrico, que se logra mediante la disminución en la inversión de infraestructura eléctrica, acompañada de reducción pérdidas que se ocasionan por fallas en el suministro eléctrico y la disminución del consumo de combustibles
OPTIMIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Las redes inteligentes tienen un gran peso en cuanto la optimización de la infraestructura, estas están diseñadas para reducir de manera significativa las pérdidas técnicas, consiguiendo así incrementar el factor de carga y disminución en los costos de operación y mantenimiento.
CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	Se hacen uso de técnicas de control y distintos dispositivos como: sensores, medidores, sistemas de almacenamiento de energía, entre otros, que registran la información esto facilita el monitoreo de parámetros que regulan la calidad de la energía que se suministra
APERTURA DE NUEVOS MERCADOS ELÉCTRICOS	Las Smart Grids se enfatizan en la participación de todos los actores del sistema eléctrico actual y además invita a la participación de nuevos actores. Esto gracias a la transmisión bidireccional en la que están involucrados usuarios y prestadores del servicio.
CAPACIDAD DE OPERACIÓN Y RESTABLECIMIENTO AUTOMÁTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	Las redes eléctricas tienen la característica de aislar las fallas de la red y operar de manera normal el sistema con una mínima intervención humana, el sistema trabaja de manera autónoma disminuyendo las interrupciones de energía, así el sistema trabaja y realiza autoevaluaciones mediante el monitoreo constante prediciendo y detectando fallas aplicando respuestas correctivas y efectivas de manera inmediata.
RESISTENCIA A DESASTRES NATURALES	Las redes inteligentes están en la capacidad de resistir eventos sobrenaturales, siendo las redes inteligentes fiables ante este tipo de eventualidades. Es necesario identificar las posibles amenazas que pueden presentarse durante desastres naturales y posibles ataques humanos que pueden ser de tipo cibernéticos o incluso de ataques sobre la infraestructura, en cuanto a los desastres naturales la red inteligente es capaz de solucionar fallas mediante modelos probabilísticos ya que se crean modelos de interpretación y minimización de riesgos que se pueden presentar en eventos catastróficos.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
REDUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES	Las redes eléctricas constituyen una solución ambiental para el sistema eléctrico. n el ámbito nacional se espera que el aumento de la eficiencia energética satisfaga la demanda de la población colombiana, adicional se busca que la incorporación de generados de energía a partir de las energías renovables se reduzca el porcentaje de energía obtenida a partir de las centrales térmicas, ya que estas son las que más provocan la mayor parte de las emisiones. El ministerio de ambiente y desarrollo sostenible (MINAMBIENTE) ha trazado como objetivo disminuir las emisiones de CO2 de Colombia un 20% respecto a las emisiones previstas para el año 2030.
EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN CENTRALIZADA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	Debido a la evidente problemática ambiental, el creciente costo de la electricidad y las medidas que están adoptando los gobiernos para incentivar el uso de las energías renovables puede producir un rápido crecimiento de la generación distribuida renovable de manera que los usuarios también puedan ser consumidores productores

Tabla 22.Caracteristicas de las Smart Grids. Fuente:[37], [38]

5.7. Microrredes Eléctricas

Una microrred es un sistema de energía local, esta se encuentra ubicada dentro de unos límites físicos, incorporando cargas y generación distribuida. Se caracteriza por ser una unidad de control independiente, esta puede estar conectada a la red principal o desconectada de esta.

Debido a las problemáticas actuales entre las que se encuentran el cambio climático, los desastres naturales, acciones de tipo terrorista, y el cambio constante en el precio de los combustibles, genera en muchos de los consumidores del servicio eléctrico, la necesidad de desarrollar fuentes de energía, autosuficientes que permitan cubrir las necesidades energéticas.

Entre las características de las microrredes están su fiabilidad y posibilidad de vender energía a la red eléctrica, su facilidad de integrar energías renovables genera un ahorro considerable en el costo de la energía eléctrica y reduce la huella de carbono la figura 8 presenta una microrred tradicional.[39]



Figura 8. Microrred Tradicional.[39]

Las microrredes son clasificadas dentro de cuatro categorías:

- **Instalaciones fuera de la red.** Esta microrred es una de las más utilizadas entre los usuarios, se caracteriza por ser una red exclusiva de un solo propietario, estas se ubican en lugares donde la red tradicional no tiene alcance, algunos ejemplos de usos son: bases militares remotas, edificios aislados, casas ubicadas en montañas.

- **Fuera de la red dirigida por los usuarios.** Esta microrred se caracteriza por servir a múltiples consumidores y productores, comúnmente instaladas donde no hay cobertura de una red local como son islas, pueblos remotos entre otros.

- **Instalación conectada a la red.** Se destacan por tener un solo propietario quien se conecta a la red principal, se usa cuando el servicio principal es muy variante y presenta anomalías con regularidad, en otros casos las mismas empresas prestadoras del servicio eléctrico incentivan a sus usuarios de manera económica a que instalen estas microrredes, su construcción se encuentra mayormente en hospitales, centrales de datos, corporaciones entre otros.

- **Usuarios conectados a la red.** La microrred está al servicio de múltiples usuarios consumidores y productores, con la característica de ser un sistema optimizado ya que va de la mano con el prestador del servicio eléctrico, estas redes comúnmente son usadas en campus empresariales o de ciudades, ciudades inteligentes, e incluso pequeños municipios.

Las microrredes permiten actuar como refuerzos garantizando así el suministro eléctrico de una región determinada en caso de presentar algún tipo de falla el servicio, la manera más

eficiente de funcionamiento radica en los esfuerzos que se realicen a nivel local, desarrollando ideas que permitan obtener sistemas de autosuficiencia local y reforzando la infraestructura total, la figura presenta la arquitectura de una microrred integrada dentro de red local tradicional de energía.

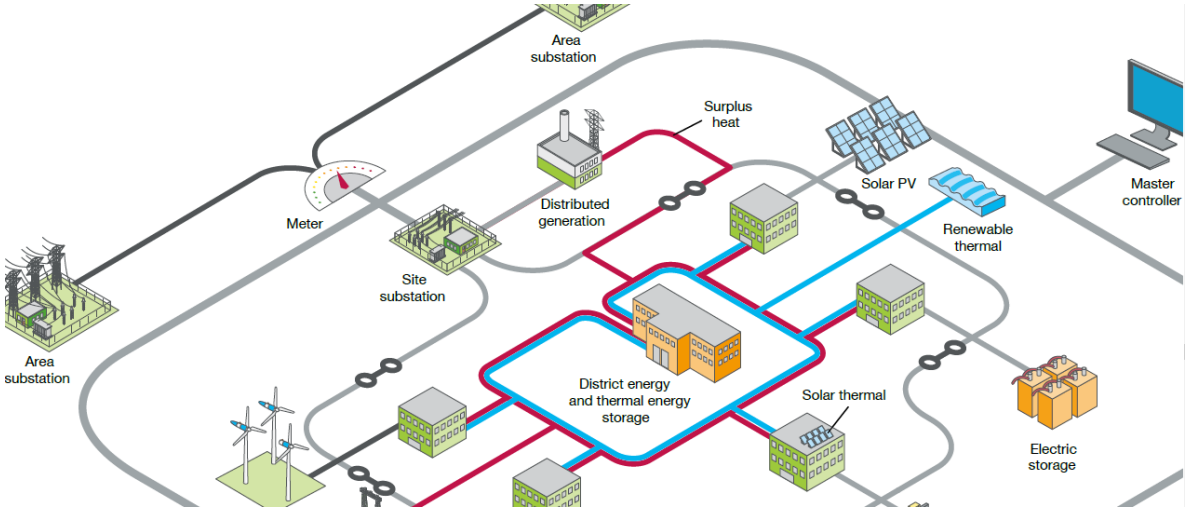


Figura 9. Microrred con Usuarios Conectados a la Red.[39]

5.7.1. Beneficios de las Microrredes

Son beneficios de las microrredes:

- Son excelentes complementos para las redes eléctricas tradicionales, reducen el costo de la energía y mejoran la fiabilidad de esta.

- Combinan las cargas controladas, de generación local y puntos de almacenamiento estas microrredes optimizan el sistema energético de una región a escala local.

- De ser necesario las microrredes pueden ser desconectadas de la red tradicional, siendo autosuficientes, lo que permite seguir con el suministro eléctrico.

- La facilidad con que las microrredes pueden ser conectadas y desconectadas de la red tradicional, facilitan las operaciones de mantenimientos sin que se vea afectado el suministro de energía para los usuarios.

- Dado que las microrredes suministran energía cerca su punto de generación, reduce considerablemente el costos asociado a la transmisión y distribución de energía, esto también minimiza las pérdidas que se dan durante el transporte de la energía eléctrica.

6. AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

6.1. Concepto de Automatización

Durante el tiempo los procesos industriales han evolucionado en su forma de automatizarse, usualmente se requería de cables, relés y contactores, para controlar los procesos, sin embargo, si en este momento se requiriera automatizar grandes procesos sería muy complejo e ineficiente hacer uso de lógica cableada para controlar los sistemas. Esto ha hecho que en los procesos industriales sea imprescindible hacer uso del ordenador y de técnicas de programación que faciliten y mejoren los distintos procesos.

Automatizar consiste en hacer uso de los sistemas o elementos computarizados para controlar procesos físicos de manera autónoma, normalmente usados en el campo de la mecánica, electrónica y computación. La automatización es capaz de realizar tareas 100% autónomas solo en algunos casos se requiere la intervención humana, esto depende del grado de autonomía que permita el proceso, la figura 3 describe el concepto de automatización en la industria. [27], [40]

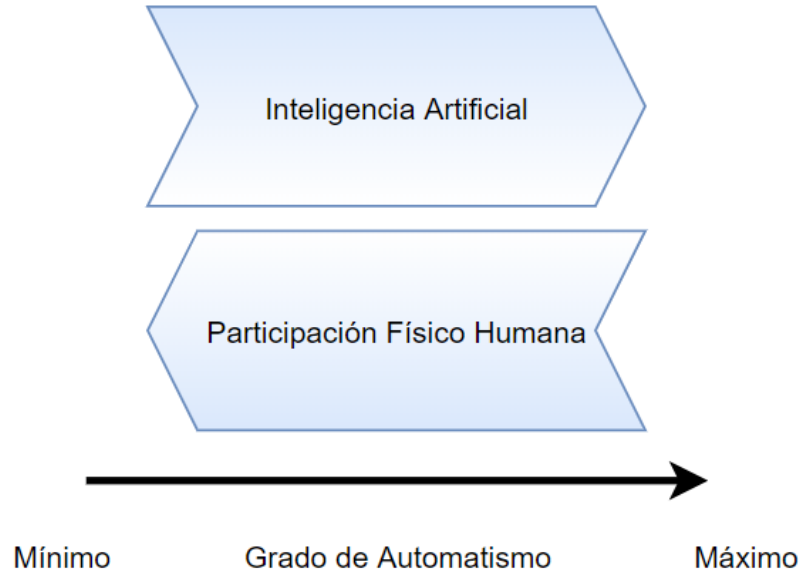


Figura 10. Concepto de Automatización en Procesos Industriales. [29]

6.2. Sistemas Automatizados

Los sistemas automatizados se caracterizan por tener una parte de mando y una parte operativa esta última es la que opera directamente sobre la máquina, responsable de generar los movimientos y operaciones deseadas. En este conjunto entran los elementos tales como motores, cilindros, compresores, entre otros. La parte de mando es la tecnología programada, es el centro del sistema, que se comunica con todos los componentes del sistema automatizado.

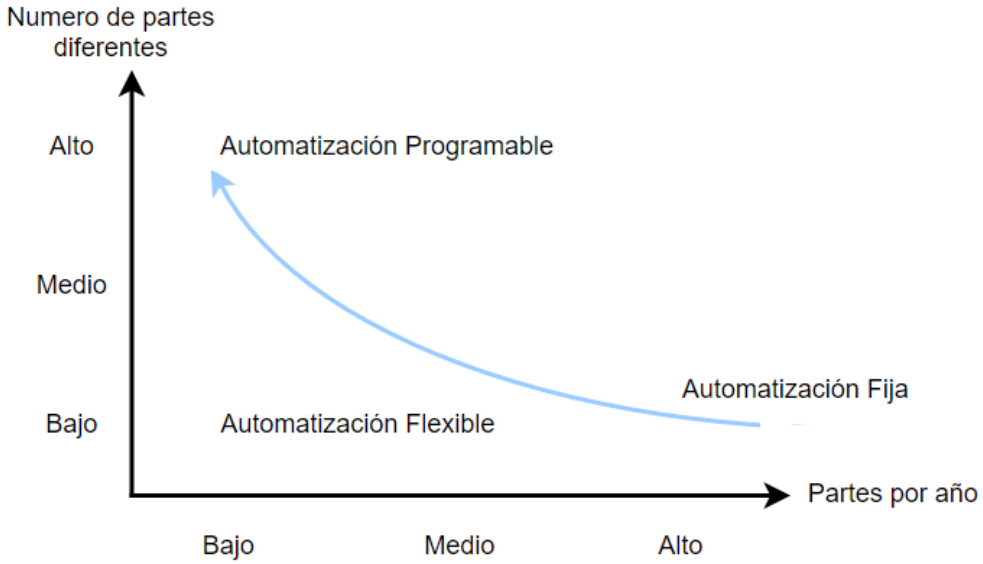


Figura 11. Tipos de Automatización en función de volúmenes de producción y variedad de producto

6.3. Redes Industriales

En los diferentes tipos de automatización se hace uso de redes industriales, estas son agrupadas de manera jerárquica estableciendo conexiones adecuadas para cada área, existen cuatro niveles (gestión, control, campo y entradas/ salidas) en una red industrial.

La figura 3, ilustra un modelo de red industrial, sin embargo hay ocasiones en los cuales los modelos tienen una mayor o menor cantidad de niveles, eso depende del proceso.[27]

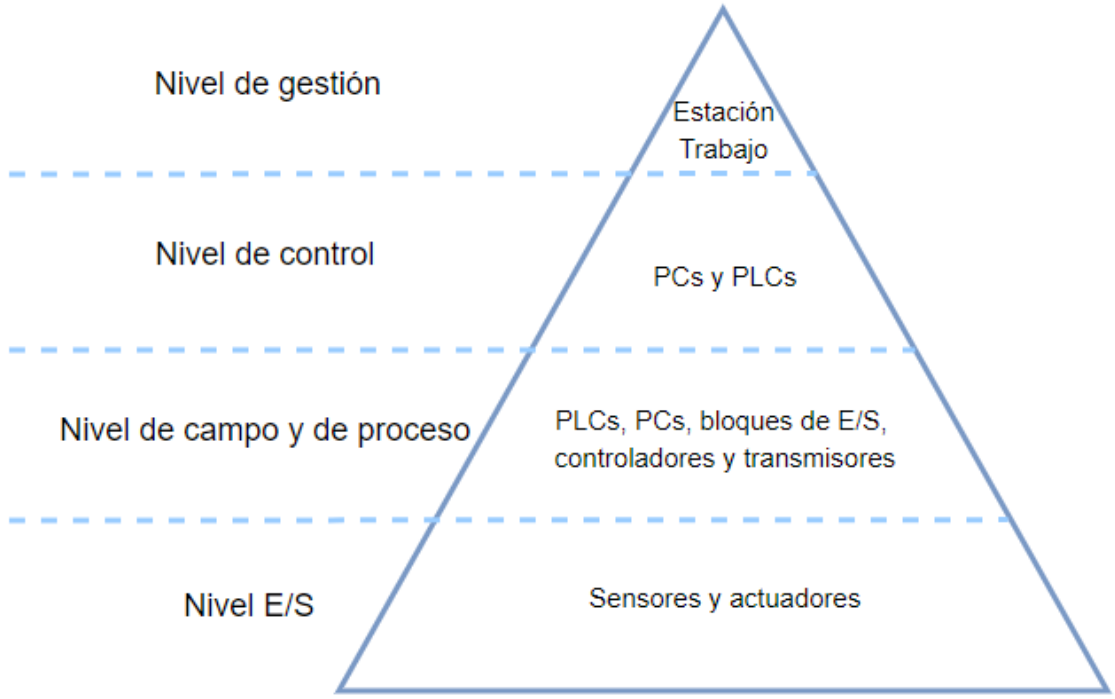


Figura 12. Niveles de una Red Industrial

6.4. Arquitectura de una Subestación Eléctrica Inteligente

La actualización de las subestaciones eléctricas actuales hacia las subestaciones digitales se refleja en cambios estructurales y la interconexión de los sistemas de operación, esto se logra gracias a nuevas soluciones que permiten la administración inteligente de los sistemas.

Las redes inteligentes requieren manejar altos flujos de información y automatización con el fin de tomar decisiones eficientes para los sistemas esto genera una reducción en los costos operativos. Para tal fin las infraestructuras de los sistemas eléctricos deben integrarse con las salas de control mejorando el flujo de trabajo, esto garantiza suplir la demanda actual de energía y la seguridad del suministro. Las subestaciones digitales deben contar con tecnologías de detección y medición, métodos de control avanzado para monitoreo crítico y comunicación bidireccional.

La subestaciones digitales deben estar en función de los requerimientos de las redes inteligentes como se describe en la figura 10, en cuanto a su arquitectura se observa en la figura 11.

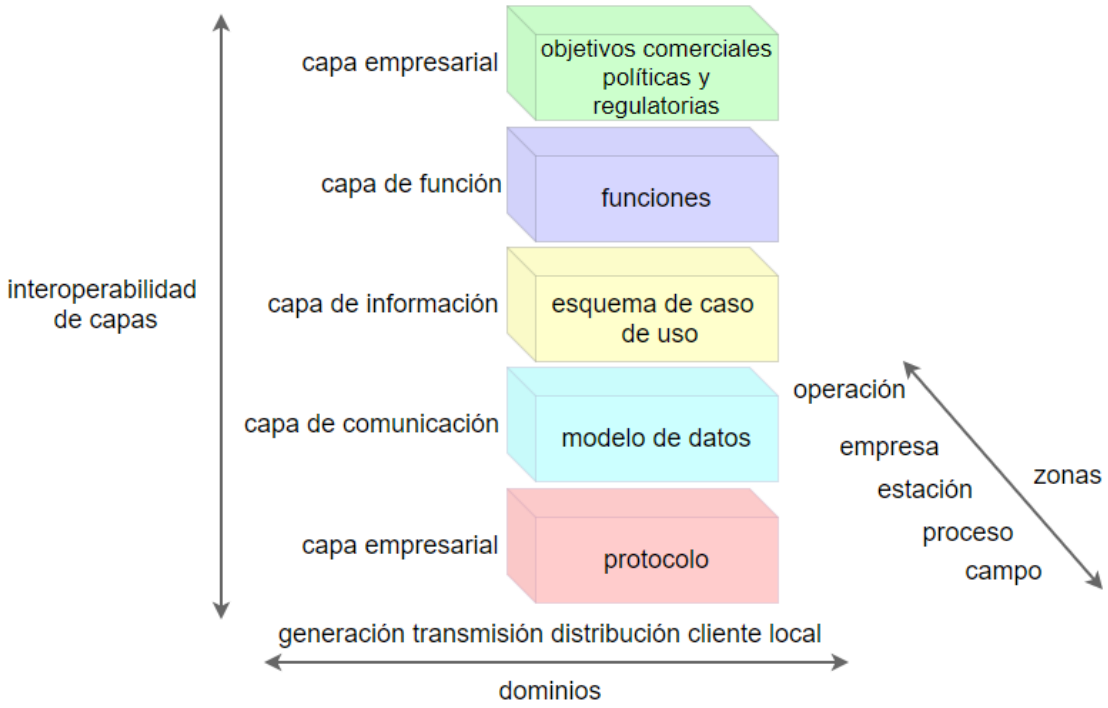


Figura 13. Redes Inteligentes Dominios y Zonas Jerárquicas.[36]

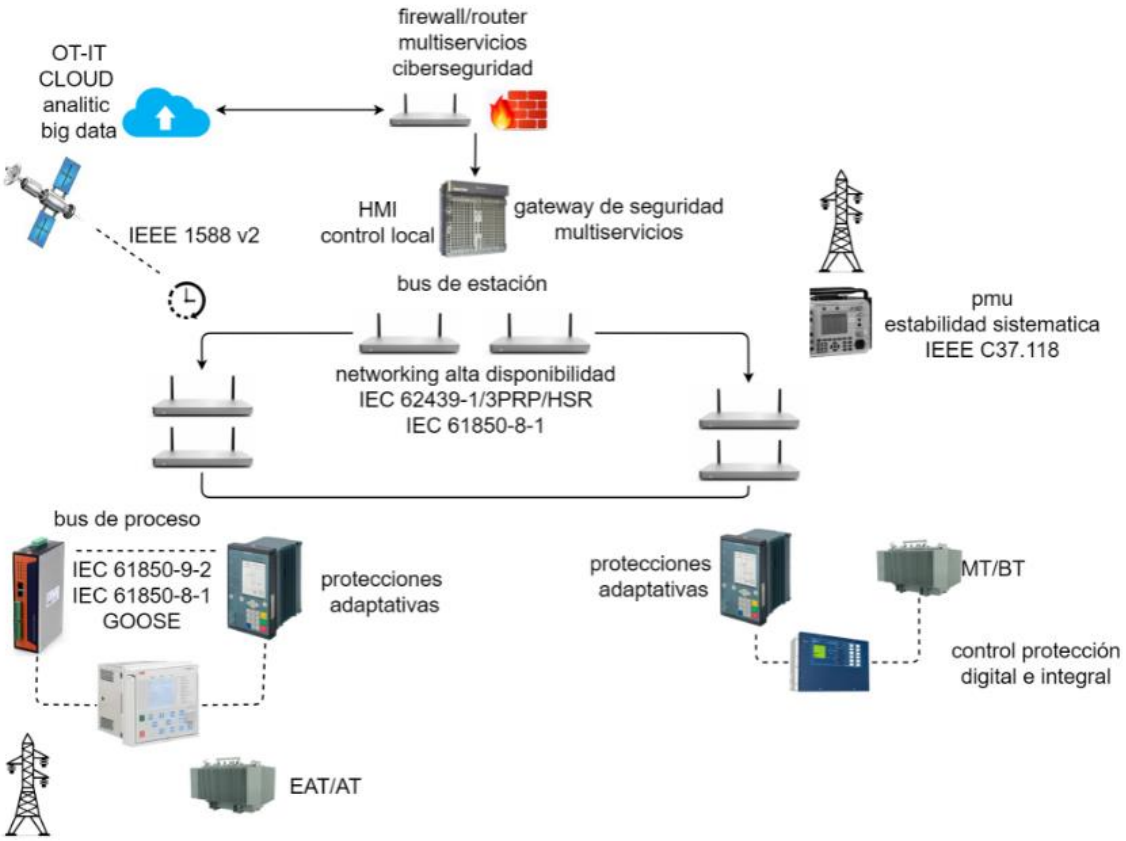


Figura 14. Arquitectura de una Subestación Digital.[41]

6.4.1. Elementos de las Subestaciones Eléctricas Automatizadas

6.4.1.1. Sistemas SCADA

Este sistema permite gestionar y controlar cualquier sistema ya sea de tipo local o remoto, gracias a una interfaz gráfica que permite la interacción entre usuario y sistema.

6.4.1.2. Descripción General de un SCADA

SCADA es un conjunto de aplicaciones de software diseñadas para ordenadores que se encuentran dentro de un sistema de control de producción, estos tienen acceso a la planta, mediante comunicación digital por medio de instrumentos, actuadores, y una interfaz gráfica de alto nivel esto facilita que el operador tenga a disposición una gran variedad de herramienta para la operación de la maquina como son pantallas táctiles, mouse, lápices ópticos entre otros.

Inicialmente esta herramienta solo permitía supervisar y adquirir los datos obtenidos en los procesos de control, sin embargo, se han desarrollado hardware que están adaptados a estos sistemas.

El sistema hace uso de un PC a la planta creando así un lazo de control el cual se comunica con los dispositivos que están dentro del sistema, esto permite controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, esta es configurable por el operador y tiene la ventaja de ser fácilmente configurable, además de entregar información en tiempo real del estado del proceso.

Los sistemas SCADA son ampliamente usados en los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica, la figura 4 describe la arquitectura básica de los sistemas SCADA.[42]

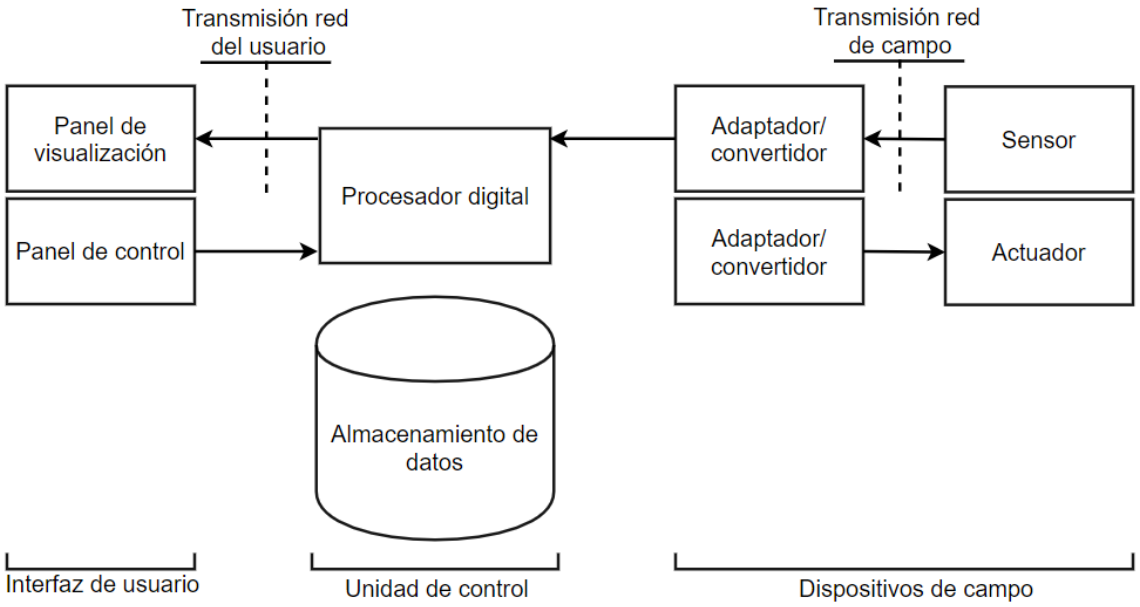


Figura 15. Esquema Básico De un Sistema SCADA. [43]

6.4.1.3. Características de un sistema SCADA

Un sistema SCADA facilita la recolección y transmisión de datos destinados a un sitio central, facilitando la labor de análisis de la información y su posterior acción de control garantizando así un óptimo desempeño del sistema, la información recolectada se visualiza por medio de pantallas, estos datos permiten determinan las acciones necesarias para el proceso de control[43], entre las funciones desempeñadas por los sistemas SCADA se encuentran:

- **Adquisición de datos**. Recopilación, procesamiento y almacenamiento de la información recibida.

- **Supervisión**. Observación de la evolución en las etapas de control desde un monitor.

- **Control.** Configuración del sistema, y modificación a la evolución del proceso.

- **Transmisión**. Interacción de información con varios dispositivos.

- **Base de datos**. Gestión de datos con bajos tiempos de acceso.

- **Presentación**, Representación gráfica de datos, Interfaz del operador o HMI.

- **Explotación**. Por medio de los datos adquiridos se pueden realizar análisis que permiten una mejora en la gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción.

6.4.2. Sistemas HMI

Este dispositivo permite la interacción entre persona y proceso, los cuales pueden estar incluidos en paneles o en un PC estos se conforman con indicadores de tipo digital y/o análogos alertas por medio de luces, selectores, pulsadores y otro tipo de elementos que hacen parte de la maquina o del proceso, las HMI permiten que el operador intervenga en ocasiones en el proceso cuando sea necesario.

6.4.2.1. Descripción General de los Sistemas HMI

Para que un operario pueda ver el estado del proceso para su monitorización, se necesita que las señales de la información sean transmitidas por medio de dispositivos como tarjetas de entrada / salida, PLCs, RTUs o IDEs, estos dispositivos deben contar con una comunicación compatible con la HMI.

La figura 5 describe la arquitectura de una HMI conectada a varios dispositivos.[27]

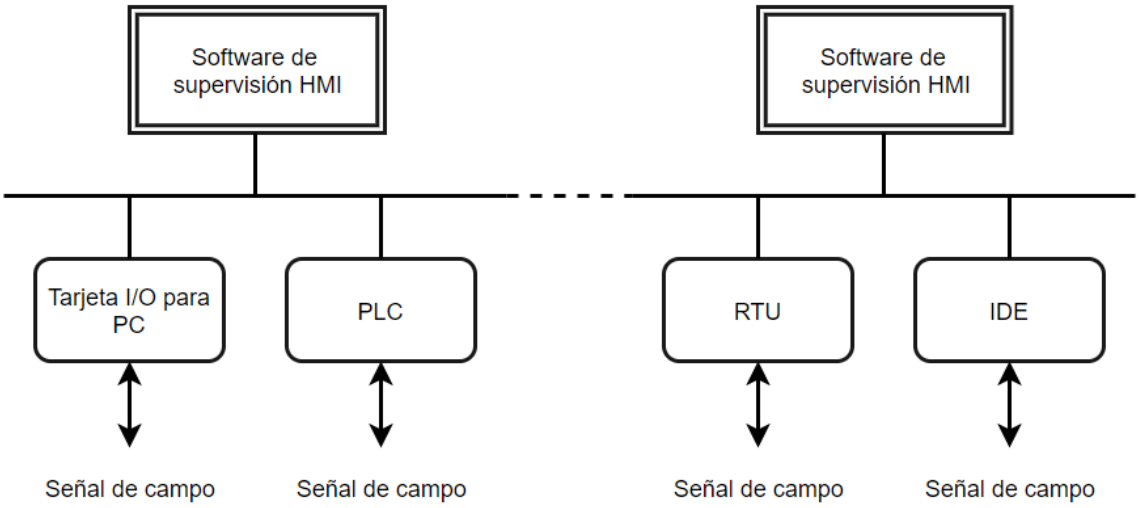


Figura 16. Conexión HMI con dispositivos de campo. [27]

6.4.2.2. Tipos de HMI

- Desarrollos a medida, estas aplicaciones son desarrolladas en entorno de programación como VC++, Visual Basic, Delphi, entre otros.

- Paquetes HMI, estos paquetes de software contemplan la mayoría de las funciones estándares de los sistemas SCADA, como son FIX, WinCC, Wonderware, entre otros.

6.4.2.3. Funciones de un Software HMI

- **Monitoreo**. Es la posibilidad de capturar y visualizar datos en tiempo real del sistema, estos datos se presentan por medio de números, textos o graficas que hacen más fácil la interpretación del comportamiento de la planta.

- **Supervisión**. Por medio del monitoreo se pueden establecer los ajustes necesarios al sistema por medio de un ordenador.

- **Alarmas**. Permiten advertir al usuario sobre algún evento anormal dentro del proceso, estas alarmas funcionan cuando se sobrepasa algún parámetro anteriormente establecido.

- **Control**. Se basa en aplicar algoritmos para ajustar valores del proceso esto permite que el sistema funcione entre un rango establecido, esto supone que la necesidad de la intervención humana es nula, teniendo en cuenta que esta independencia se limita por la confiabilidad que se tiene del sistema.

- **Históricos.** Son los datos almacenados dentro de un archivo, este tiene la capacidad de guardar datos a una frecuencia determinada, es necesario el análisis de los datos obtenidos para corregir y optimizar procesos. [44]

6.4.2.4. Estructura General del Software HMI

Los software HMI se componen por un conjunto de programas y archivos. Existen programas especialmente realizados para el diseño y configuración del sistema, y otros que son el motor del mismo sistema. La figura 6 ilustra el funcionamiento de programas y archivos más importantes en una HMI. Los rectángulos representan programas y las elipses representan archivos. Los programas que están en recuadro simple representan programas de diseño o configuración del sistema, y los que tienen recuadro doble representan el motor del HMI.

Con los programas de diseño, se pueden crear pantallas que facilitan la visualización de datos del proceso, estas plantillas que se crean se almacenan en archivos de pantalla y esta será la forma en la cual se visualizara en pantalla. [27], [44]

Los sistemas HMI cuentan con la siguiente arquitectura:

- **Interfaz Hombre**. Por medio de herramientas como mouse, teclado, pantalla táctil, entre otros el operador tiene la posibilidad de verificar en tiempo real el estado de las variables que se están manejando dentro del proceso. El diseño de esta interfaz esta creado de acuerdo con el proceso que se está llevando a cabo. [45]

- **Base de Datos**. es la memoria que tiene el PC dentro de la cual son almacenados los datos obtenidos del proceso, estos datos que varían en el tiempo son almacenados con una frecuencia establecida anteriormente, estas bases de datos se denominan “bases de datos dinámicas”. Estas bases de datos se pueden interconectar. Las bases de datos se crean en “Editor Base de datos”. [45]

- **Driver**. Los driver permiten conectar bloques de bases de datos con señales del proceso, estos manejan protocolos de comunicación entre HMI y los distintos dispositivos de campo, por lo tanto, los driver permiten la interfaz hacia la máquina.

- **Bloques (tags)**. Las bases de datos se conforman por estos bloques. Cada bloque se puede modificar mediante el editor de base de datos. Los bloques se pueden comunicar entre sí o con los drivers, estos bloques realizan diversas funciones, las figura 10,11,12, muestran las funciones de los bloques, el esquema general de los sistemas HMI y los bloques en estructura de cadena para el procesamiento de la señal respectivamente.

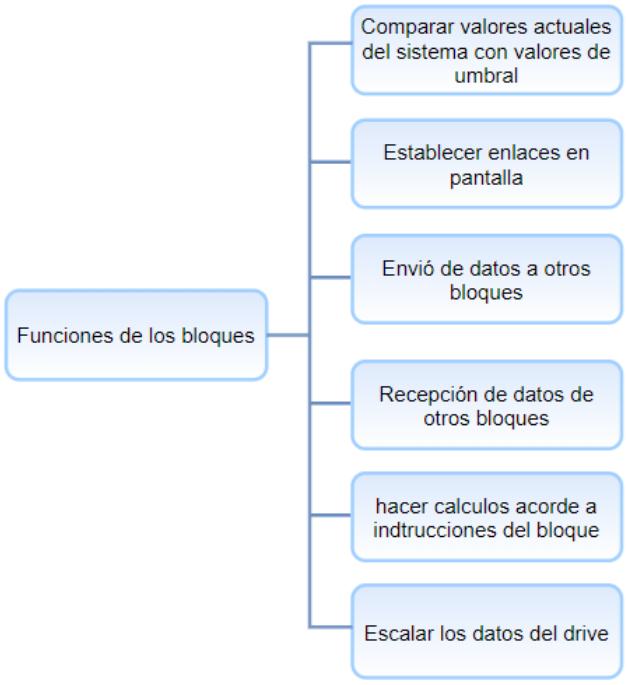


Figura 17. Funciones de los Bloques (Tags) [45]

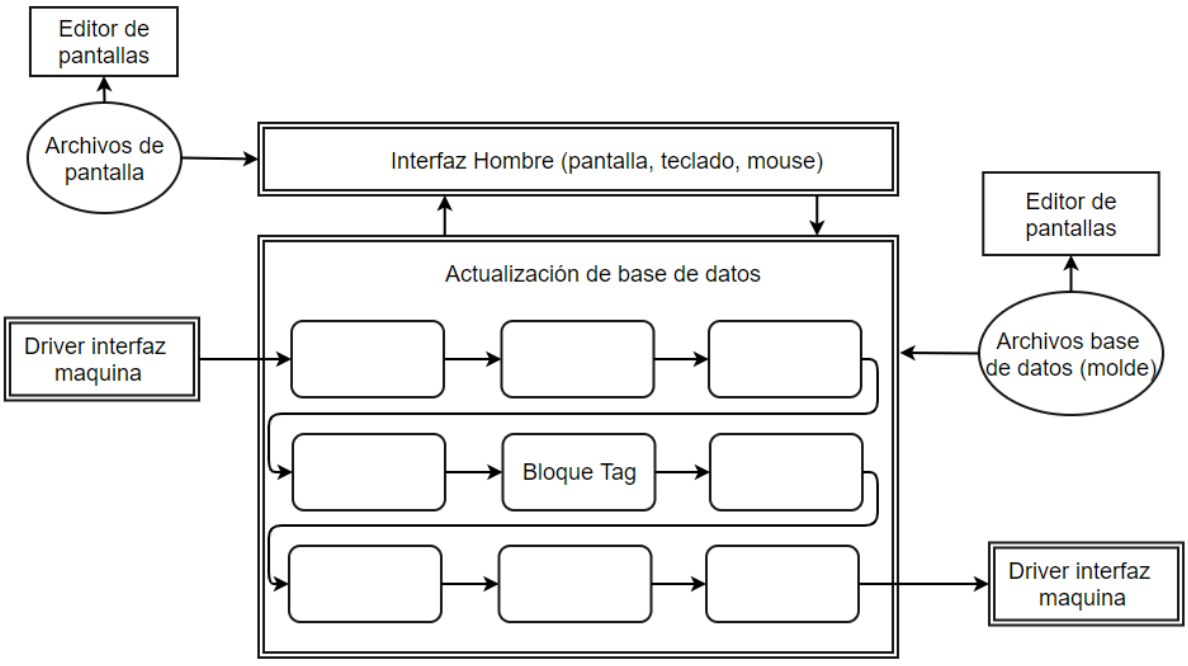


Figura 18. Estructura General de un Sistema HMI. [44]

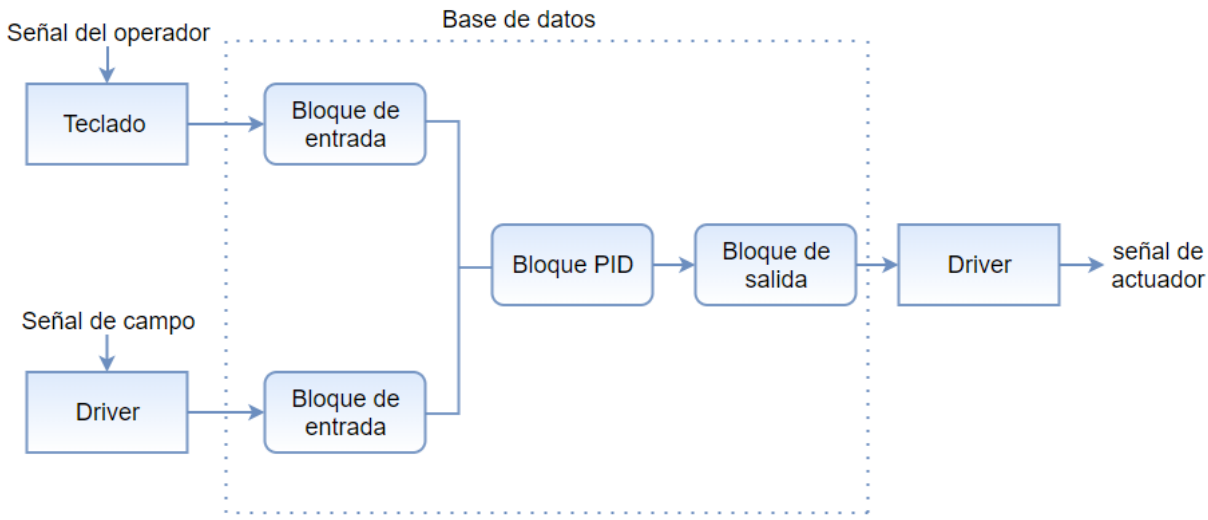


Figura 19. Bloques en Estructura de Cadena para procesamiento de señal. [44]

6.4.3. IEDs

Los dispositivos IED, son equipos electrónicos programables basados en microcontroladores, estos tienen la función de procesar señales de entrada, y analizar cualquier tipo de cambio o anomalía en la red, permitiendo el cambio de características de operación programación y disparos, estos dispositivos se caracterizan por su capacidad de realizar tareas simultaneas tanto en protección de los sistemas como en la medición del suministro eléctrico, función que no pueden realizar los relés utilizados tradicionalmente ya que estos estaban dedicados a realizar una única función en concreto. [46][47]

6.4.3.1. Requerimientos en los IED para el control de la Interconexión

Los IEDs están construidos para controlar la interfaz de conexiones, para lo cual deben cumplir con una serie de requerimientos que garanticen un completa funcionalidad en los sistemas entre los aspectos más importantes de los IEDs están:

- **Interacción en tiempo real.** Los IEDs deben estar en constante comunicación entre equipos y las entidades remotas de gestión del sistema.
- **Especificaciones de la respuesta temporal.** Es necesario ejecutar acciones de protección en los sistemas para lo cual es necesaria la sincronización de equipos de monitoreo.
- **Multifuncionalidad**. A nivel de monitoreo los IEDS deben validar la calidad de onda registrando los datos que se obtienen del sistemas y a su vez deben estar en la

capacidad de interpretar y tomar decisiones, ya sea para enviar alarmas o generar alguna acción sobre un determinado interruptor.

- **Modularidad**. los IEDs deben ser flexibles a la hora de integrarse en equipos muy heterogéneos, en ocasiones esto representa un problema ya que equipar estos dispositivos en equipos convencionales puede llegar a generar conflictos, exigiendo que los sistemas sean actualizados.

- **Costos**. La variedad de estos equipos en el mercado, ha generado que el costo de estos equipos sea cada vez menor, permitiendo que las empresas del sector eléctrico se inclinen a la automatización de las redes eléctricas.[47]

6.4.4. Redes LAN

Son redes de uso exclusivo que pueden tener incluso km de extensión, estas redes tienen muchas aplicaciones como ejemplo se hacen uso en oficinas, centros educativos, subestaciones eléctricas entre otros.

Estas redes permiten la conexión entre estaciones de trabajo permitiendo así compartir e intercambiar información, esta tecnología es de fácil implementación ya que se requiere un cableado sencillo que conecta a todos los dispositivos del área de trabajo, tiene un rango de velocidad de transmisión que oscila entre los 10 y 100 Mbps, adicional permite trabajar con bajo retardo y experimentar pocos errores. [48]

6.4.5. Registradores Digitales de Fallas

En los sistemas de potencia es normal que se presenten fallas entre las más comunes son los cortocircuitos, que se presentan debido a descargas atmosféricas, actos mal intencionados, incendios, entre otros.

Por lo tanto es necesario registrar en tiempo real el comportamiento del sistema y almacenar esta información para realizar estudios posteriores, para esta función existen los registradores de fallas que almacena la información de la variación de voltaje y tensión detectando cualquier anomalía en el sistema para su posterior identificación del inconveniente.[49]

6.4.6. Unidades de Medición Fasorial

Estos dispositivos permiten visualizar el estado dinámico del sistema eléctrico de potencia, estos equipos calculan los ángulos de los diferentes puntos del sistema de potencia. Por medio de muestras de ondas de voltaje y corriente calculan los valores de secuencia positiva de las tres fases, estos datos se actualizan treinta veces por segundo y se envían a un ordenador central.[50]

6.4.7. GPS

Este es un dispositivo de navegación por satélite, permite determinar en cualquier parte del mundo la posición de un objeto, persona, vehículo, nave entre otros. Tiene una gran precisión incluso de centímetros.[51]

6.4.8. Estación de Trabajo

Es la red que facilita a los usuarios el acceso a los servidores y distintos equipos de la red, se conecta físicamente con otros dispositivos mediante el uso de cables y otros medios como servidores.

6.4.9. Unidades de Control de Paramenta

Se encargan de recibir información desde todos los equipos a nivel de proceso, reflejando los comandos digitalizados provenientes de otro IEDs a través de sus entradas y salidas digitales, publicando a otros IEDs en formato digital mediante buses de proceso.[46]

6.4.10. Gateway de envió de datos

Son dispositivos en la red que funciona como puntos de entrada de una red a otra red, este enlace permite conectarse con protocolos y arquitecturas diferentes a todos los niveles de comunicación, lo que permite traducir la información del protocolo utilizado en una red al protocolo usado en la red de destino.

6.4.11. SCU

Son concentradores de señales binarias cableadas eléctricamente dirigidas a los IEDs, convirtiendo las señales en señales digitales para enviarse a través de mensajes GOOSE.

6.4.12. BCU

Estos dispositivos permiten la apertura o cierre de los interruptores, entre otras maniobras mediante la lógica programada.

6.4.13. PMU

Son medidores de amplitud y Angulo de fase de voltajes y corrientes, que permiten una protección sistemáticas es decir son parte de protección sistemática.

6.5. Evolución de Subestaciones Eléctricas a Subestaciones Digitales

La automatización de las subestaciones eléctricas busca ampliar la cantidad de usuarios que se conectan a la red eléctrica o en su defecto prestar una mejor calidad del servicio. El éxito de estos proyectos radica en hacer un uso eficaz de las tecnologías existentes en el campo. La automatización de las subestaciones eléctricas reemplaza lo que anteriormente se denominaba “Sistema de Control de la Subestación”. Gracias al uso de las nuevas tecnologías en las redes de comunicación ahora podemos hablar de subestaciones digitales, ya que en el sistema secundario de las subestaciones se han incorporado distintas aplicaciones que han mejorado el servicio eléctrico, esta configuración se muestra en la figura en la cual se aprecia el cambio significativo entre las subestaciones eléctricas convencionales a lo que es una subestación eléctrica automatizada de esta manera se logra cerrar la brecha entre las tecnologías análogas y digitales. Las subestaciones digitales integran la supervisión y el monitoreo en tiempo real de los distintos componentes de la subestación eléctrica, logrando que el sistema sea autónomo mejorando la interoperabilidad y el rendimiento. [46][52]

Por medio de la digitalización la información obtenida de manera análoga se transforma en información digital por medio de dispositivos electrónicos adecuados, facilitando el procesamiento de la información y su posterior transmisión. La implementación de subestaciones eléctricas automatizadas se debe realizar cumpliendo los estándares que garanticen su correcto funcionamiento, la manera en la cual se transforman los sistemas convencionales a subestaciones eléctricas automatizadas se rige bajo el modelo que se observa en la figura 13. [52]

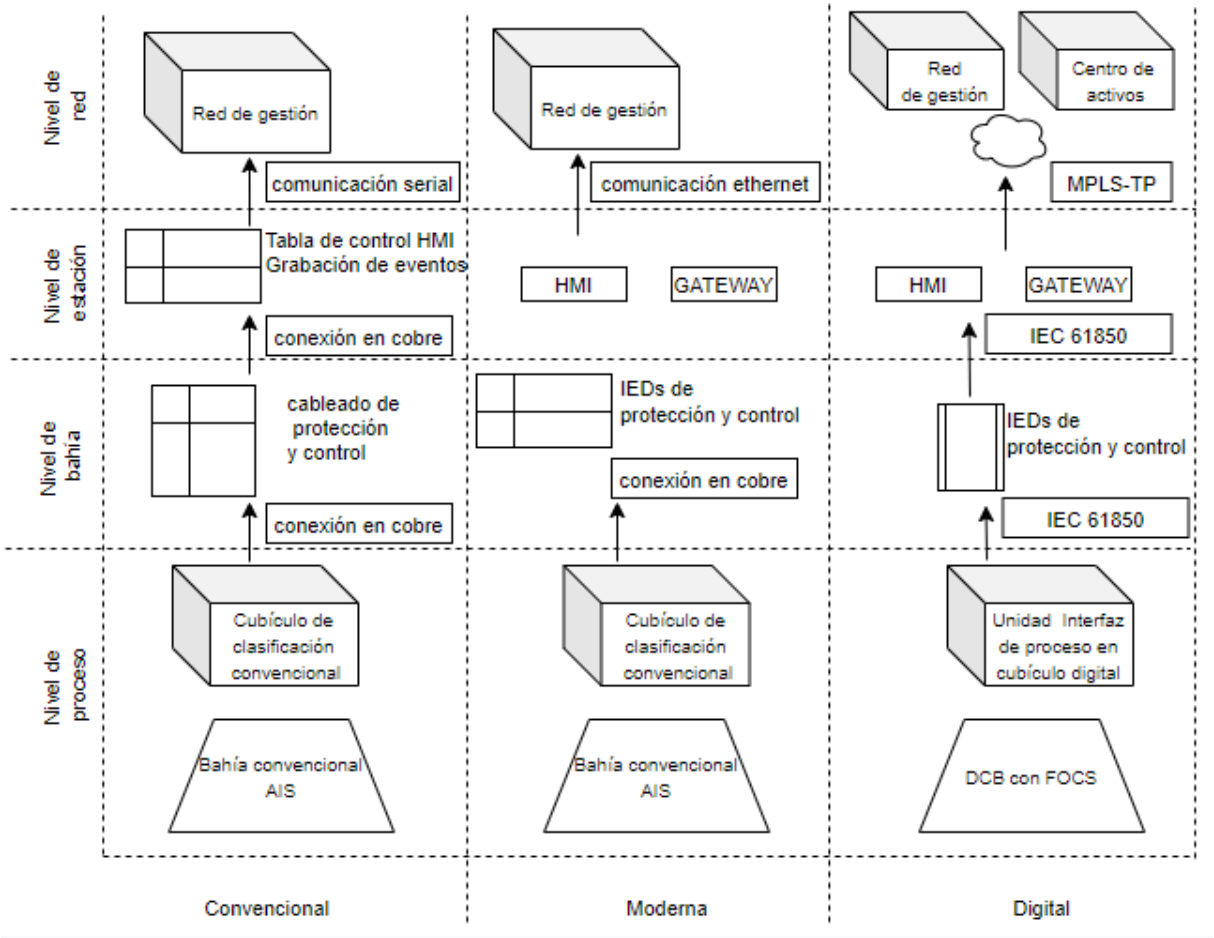


Figura 20. Evolución de las Subestaciones Eléctricas.[32]

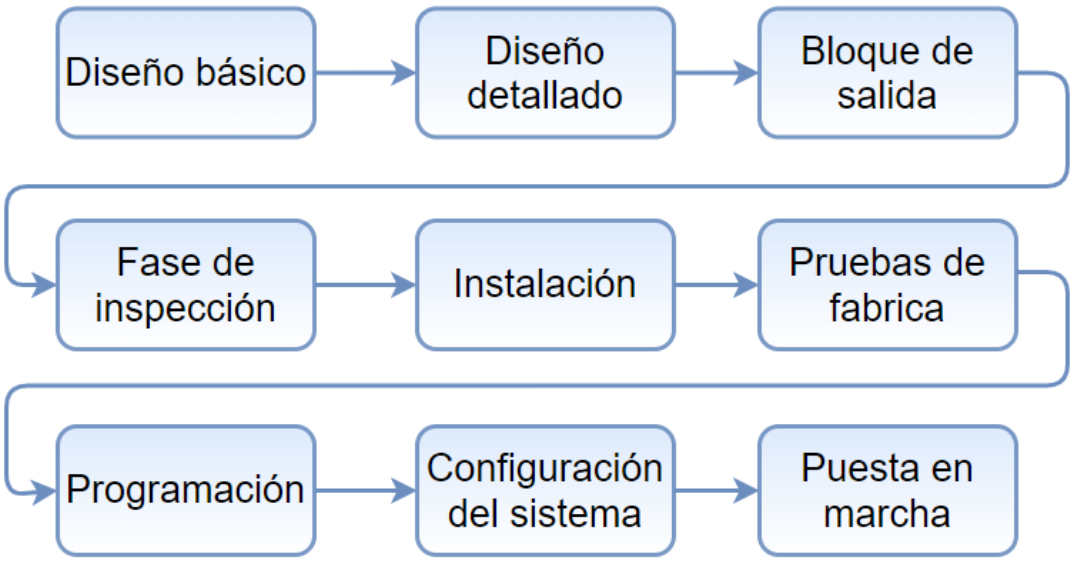


Figura 21. Parámetros para la Automatización de Subestaciones Eléctricas.[46].

6.6. Descripción de las Subestaciones Digitales

Las subestaciones digitales del futuro están ligadas a la transformación de los sistemas eléctricos actuales, esta fase de desarrollo tecnológico se encuentra en pleno apogeo y tienen una amplia gama de desafíos, para lo cual el sector eléctrico debe estar en la capacidad de tomar decisiones inteligentes que permitan crear sistemas fiables, eficientes y sostenibles, las digitalización de las subestaciones eléctricas tienen un valor agregado ya que ofrecen una mayor rentabilidad debido a su beneficio/costo lo que hace atractivo este modelo entre las industrias del sector eléctrico prestadoras de servicios públicos, la figura hace referencia a los valores agregados que prestan las subestaciones digitales .

Las subestaciones son un componente integral de las redes eléctricas, el reto de las subestaciones digitales consiste en tener un nivel de control y coordinación optimo, por lo cual la digitalización permite además de cambiar la forma de transmitir y distribuir energía, crear un nuevo modelo de negocios permitiendo la inclusión de nuevos actores en el mercado, generando nuevas formas de producción de energía a partir del aprovechamiento de las energías renovables e integración de las tecnologías de las IT y OT, esto hace referencia a lo que se denomina industria 4.0.[53] [54][52]

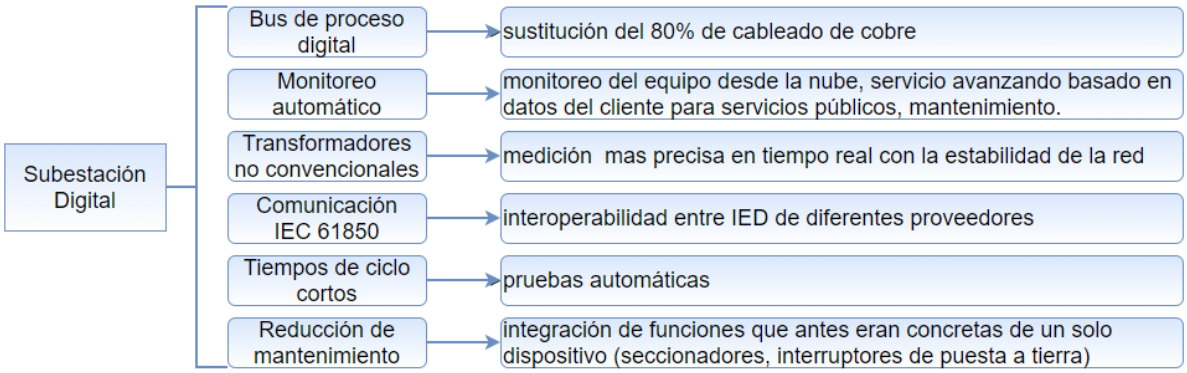


Figura 22. Valores Agregados de las Subestaciones Digitales.[55]

6.7. Sistemas de Control Integral en Subestaciones con Capacidad Inalámbrica y Tecnologías IoT

Las tecnologías actuales permiten desarrollar redes eléctricas cada vez más potentes y con una mayor prestación para sus usuarios. La transición hacia esta nueva era se debe desarrollar de manera gradual, enfocando todos los esfuerzos en conseguir una interoperabilidad con todos los sistemas actuales.

Las subestaciones digitales se construyen bajo cinco parámetros fundamentales que son: estandarización, seguridad, internet de las cosas, comunicaciones inalámbricas y sincronización.

Las subestaciones eléctricas modernas basan su sistema de comunicación en el estándar IEC61850 el cual es un referente a nivel mundial, por su posibilidad de integrar funciones de protección, control, medición y supervisión de las subestaciones, combinando la tecnología ethernet con el rendimiento y la seguridad.

A partir de esta norma en los últimos años se han presentado nuevas soluciones aplicadas a las subestaciones eléctricas como: las comunicaciones inalámbricas con la facilidad de trabajar en ambientes ruidosos, estándares de seguridad cada vez más altos como el IEC 62351 o IEEE 1686 que relaciona los dispositivos de control, y finalmente la integración de las IoT que permiten la interconexión digital de dispositivos físicos.

La implementación de subestaciones digitales debe pasar por un proceso de transición que permita familiarizarse con la tecnología a todos los actores de la red eléctrica, el desarrollo de un sistema integral para el control de las subestaciones se basa en IEC 61850 ya que permite la compatibilidad con equipos con capacidad inalámbrica e IoT.

Haciendo uso de las RTU dentro de las subestaciones digitales se puede llegar a realizar un análisis en detalles de las amenazas que pueda presentar el sistema de control de las subestaciones, esto permite que se planteen soluciones contra la mitigación de las vulnerabilidades detectadas en base a los actuales estándares de seguridad.

La norma IEC 61850 da solución a las necesidades de automatización y protección de sistemas de telecontrol eléctrico integrando todas las soluciones en una única red y protocolo de esta manera se logra que se puedan dar soportes a los distintos niveles del sistema. la estandarización de la norma IEC 61850 ha permitido que las subestaciones cuenten con dispositivos de varios fabricantes, esto reduce considerablemente el uso de conversores de protocolo que se traducen en reducción de tiempo de ingeniería y con la posibilidad de realizar mejores análisis del sistema.

Los sistemas integrales de control se caracterizan por hacer uso de los equipos de control tradicionales más unas funcionalidades que se agregan, con el fin de adaptarse al entorno de trabajo, para lograr esta sincronización de alta precisión se hacen uso del protocolo IEEE 1588, para el soporte de servicios IEC 61850 como GOOSE.

Dentro de estas subestaciones digitales, los sistemas de control integral son conectados desde la subestación a un entorno IoT, este debe contar con una arquitectura robusta asegurándose de cumplir todos los requerimientos de seguridad, garantizando que la subestación mande de manera segura información a la nube, donde se procesara y permitirá el análisis estadístico o de monitorización de la subestación según sea el requerimiento, la figura 23 describe la solución de control integral en una subestación digital.[56]



Figura 23. Solución Integral de Control en una Subestación Digital.[56]

6.7.1. Claves en la Evolución del Escenario Actual en el Control de Subestaciones

Dentro de los sistemas de control integral cabe destacar los siguientes puntos:

- Se debe realizar una revisión sobre la infraestructura con la que se cuenta.
- Las evolución de las subestaciones deben contemplar el uso mixto de tecnologías de las comunicaciones, esto permitirá la integración de redes existentes con nuevas redes LAN Ethernet desplegadas para dar soporte a los servicios IEC 61850.
- El uso de un modelado integral en IEC 61850 de toda la señalización de protección y control posible en la subestación, contenida en el diccionario de telecontrol, posibilita el uso de un modelo de datos únicos para todo el sistema basado en IEC 61850.

6.7.2. Herramientas de Configuración y Monitorización IEC 61850

Las herramientas de configuración y monitorización IEC 61850 del sistema de control integral, asocia las configuraciones actuales de una subestación eléctrica, y disponen de esta configuración para sistemas que tienen equipos anteriores IEC 61850.[56]

El alcance de la herramienta se muestra en la figura 24 y cumple con las siguientes funcionalidades:

- Generación de las configuraciones necesarias para distintos elementos del sistema de control completo estos incluyen
- Remota de subestaciones (RTU - UCS)
- Equipos de supervisión local de la subestación (TGP)
- Terminal de control local de la instalación (TLO)
- Centros de control de operación de la red (CC)
- Centros de control o sistemas auxiliares de mantenimiento
- Equipos de protección y control presentes en la instalación (IEDs)
- Diseños de sistemas de telecontrol por medio de la norma IEC 61850 esto facilita la labor de actualizaciones tecnológicas en el área de las comunicaciones basados en TCP/IP y redes Ethernet.
- Optimización de procesos esto facilita la labor de generar automáticamente informes y documentación de las subestaciones, así como para la generación de los ficheros de configuración del sistema de telecontrol de la subestación eléctrica.
- Interacción sencilla entre los usuarios, con sistemas de telecontrol estandarizados.
- Aplicación con tecnología Microsoft.NET permitiendo total compatibilidad de los sistemas operativos Windows.

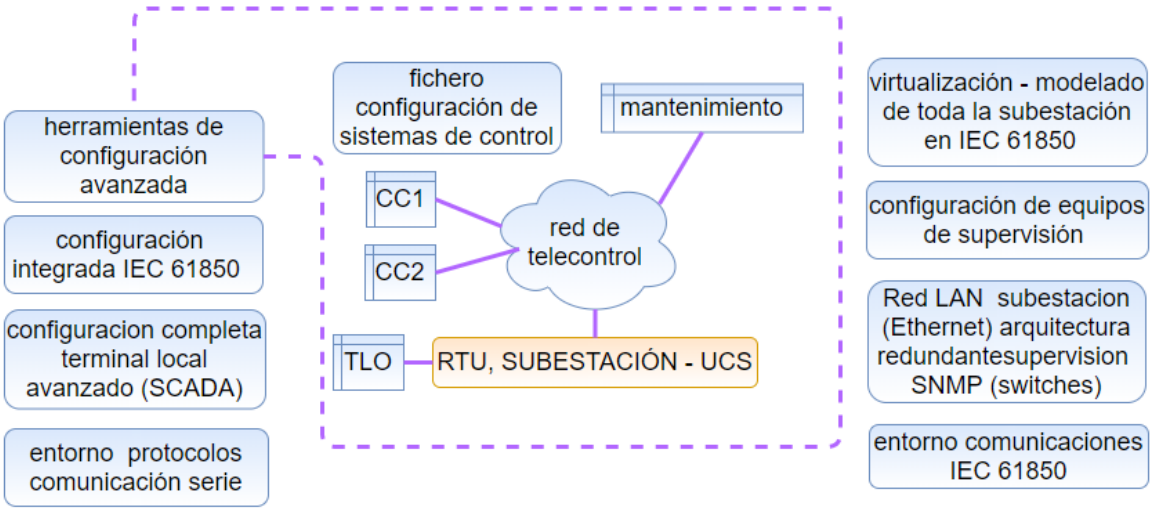


Figura 24. Alcance de las Herramientas de Configuración y Monitorización.[56]

6.7.3. Dispositivos RTU Sincronización de Alta Precisión

Las subestaciones digitales hacen uso de elementos aplicados a la norma IEC 61850 de manera que se establezcan los modelos de datos como el sistema de comunicaciones para dispositivos de campo.

Para tales fines se desarrollan dispositivos RTU compactos, estos dispositivos tienen la función de adquirir entradas y salidas digitales que integra además de los protocolos de subestaciones tradicionales, capacidad de comunicación rápida basada en el servicio de comunicaciones peer to peer IEC 61850 GOOSE y sincronización de alta precisión mediante el uso del protocolo PTP (IEEE 1588). Esta tecnología logra una mejora significativa, nueve veces mayor en comparación a la sincronización obtenida por otras tecnológicas como SNTP.

6.7.4. Sistema Inalámbrico de Subestación

Básicamente la subestación cuenta con una red de sensores que se ubica en el patio de la subestación, estos trabajan mediante tecnología Bluetooh, optimizados según los requerimientos del estándar IEC 61850. La red proporciona un canal de comunicación redundante al bus de IEC 61850 para los mensajes de control MMS, la figura 25 ilustra la arquitectura de un sistema inalámbrico.

La red de sensores que se encuentran ubicados en el exterior de la subestación permite tomar datos de magnitudes difíciles de medir por su ubicación, o incluso da la facilidad de implementar nuevos sensores en la subestación reduciendo el costo de recursos ya que no se necesita hacer uso de una red cableada.

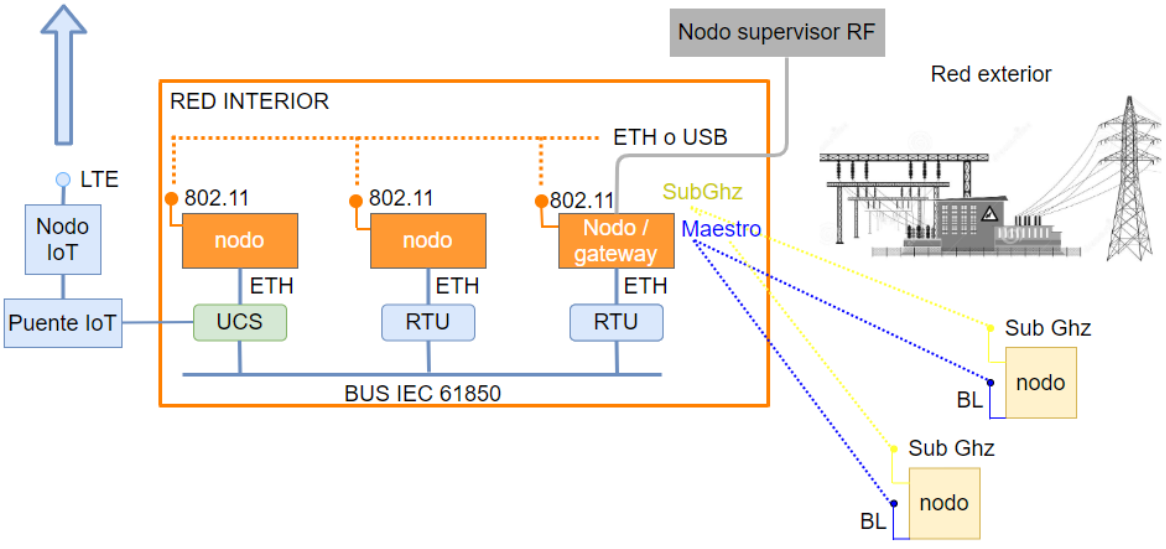


Figura 25. Arquitectura de una red Inalámbrica en una Subestación. [56]

6.7.5. Solución IoT de Subestación

En la subestación digital se implementa una solución IoT sobre una maquina virtual Java esta se encuentra instalada en la subestación. La información es obtenida en las bases de datos que se generan en tiempo real de las subestaciones y de sensores externos que reenvían esta información a las plataformas IoT seleccionadas.

Para conectar los distintos sensores IoT y las plataformas se desarrollan interfaces de comunicación para distinto protocolos de comunicación IoT, así como los servicios para la identificación y la autenticación.

Se dispone de igual manera de un modulo central que se encarga de obtener valores de las señales, marcas de tiempo y los bits de calidad de la base de datos de la subestación de esta manera se entrega la información a cada uno de los módulos del usuario de la plataforma IoT.

El módulo también permite tomar lectura de señales externas proporcionadas por sensores IoT, el almacenamiento de los registros de eventos y la gestión de las configuraciones para la conexión y envío de señales a las distintas plataformas, Esta interacción se logra mediante una web de gestión.

6.7.2. Solución VPN para Mantenimientos Remotos

Esta funcionalidad para las RTU de las subestaciones se crea balo el parámetro IPSec en modo transporte, su característica es que se ejecuta de manera automática, esto implica que las aplicaciones se ejecutaran de manera transparente.

La conexión se establece entre VPN con la RTU, de esta manera se autentica un certificado, este contiene toda la información necesaria que identifica al usuario que interactúa en el momento. Esta RTU esta conectada a un servidor externo mediante el protocolo OCPS. Que, valida el certificado, este servidor utiliza una base de datos propia lo que permite la tarea de validación, en su base de datos contiene la información propia de los usuarios que tienen permitido acceder a la VPN todo esto se realizan mediante interfaz web.

6.8. Salas de control

Las salas de control permiten que los operadores de la central realicen las labores de supervisión, control, monitoreo y operación, con la digitalización de las subestaciones se marca una gran diferencia entre el control físico y el control digital, la figura describe las necesidades de una sala de control en una subestación digital.

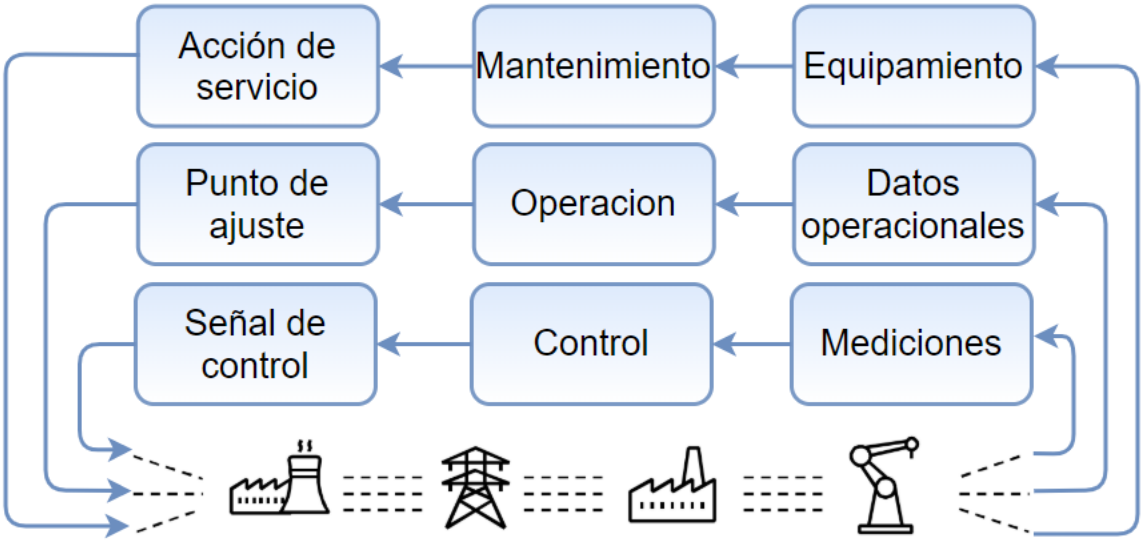


Figura 26. Sala de Control Digital.[55]

6.9. Beneficios de las Subestaciones Digitales

Las subestaciones digitales brindan una serie de beneficios los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Beneficio	Descripción
Menos Cobre	Se reemplazan los cables de cobre por fibra óptica.
	Los cables de cobre únicamente son utilizados para las fuentes de alimentación y conexiones cortas entre equipos primarios y casetas de distribución en el patio de conexiones
	Se reduce el número de conexiones entre equipos primarios y módulos de interfaces
Menos transporte	En las subestaciones digitales se puede llegar a ahorrar hasta 30 toneladas de material en comparación a las subestaciones eléctricas convencionales esto traduce en una reducción en el transporte de estos materiales
	El peso de la fibra óptica es alrededor de un 90% menor que el cable de cobre utilizado tradicionalmente
	Haciendo uso de CTs de corriente ópticos en lugar de CTs convencionales se obtiene una reducción de peso de hasta el 80 %

Beneficio	Descripción
Reducción de espacio	La cantidad de IEDs que requiere una subestación digital necesita menos espacio que los utilizados por IOs convencionales
	La integración de funciones de control y protección reduce el espacio usado normalmente
	Utilizando interruptores con función de desconexión el impacto ambiental se reduce en un 50%
Menor tiempo de instalación	Menor cantidad de paneles para instalar
	Menor cantidad de cables que se deben tender
	Se puede reducir en un 50% el tiempo de interrupción del circuito mientras se realiza su actualización
	Prueba completa del sistema desde el proceso I/O hasta el sistema de protección, control SCADA en fábrica
	Instalación de un nuevo sistema basado en FO mientras la estación está en servicio
Reducción de costos	La supervisión de los datos que se intercambian reduce la necesidad de pruebas periódicas de mantenimiento
	La supervisión constante del sistema permite realizar acciones rápidas y precisas ante posibles fallas
	Las pruebas de simulación IEC 61850 permiten un rápido y seguro aislamiento
	La modernización de las subestaciones se realiza bajo los estándares establecidos
Incremento de seguridad	El bus de proceso elimina las conexiones galvánicas entre los paneles de protección y de control
	Se eliminan los circuitos de CT y VT en los paneles de control y protección.
	Se reemplazan las indicaciones convencionales de 110V/220VDC con fibra óptica
	Se elimina la manipulación de circuitos de transformadores de corriente que representaban un riesgo para la vida

Tabla 23. beneficios de las Subestaciones Digitales.[32]

6.10. Cambios en los Servicios Públicos

De la misma manera que los dispositivos que usamos en nuestro diario vivir han venido transformándose a dispositivos inteligentes, de la misma forma pasa con la energía eléctrica

esta también viene evolucionando a grandes pasos. A partir de esta premisa podemos hablar de energía inteligente este concepto se destaca por ofrecer una mayor participación del usuario, de esta manera el cliente tiene la posibilidad de controlar de manera eficiente el uso de la energía eléctrica. Actualmente la única interacción que tienen los usuarios con las empresas prestadoras del servicio eléctrico es a través de la factura, en esta se describe por medio de grafica de barras el consumo durante un periodo de tiempo, validando si el consumo energético subió, bajo o se mantuvo igual respecto a facturas anteriores, sin embargo esta información no permite generar una cultura de ahorro en el usuario, ya que no va a saber cuál es el consumo de cada uno de sus dispositivos lo que en ocasiones genera especulaciones del precio por parte de los usuarios. La transformación digital de las empresas prestadoras del servicio eléctrico convierte al usuario en un consumidor inteligente, gracias a las tecnologías de la información es posible suministrar información detallada por parte de las empresas del sector eléctrico a sus clientes. Esto permite comprender las razones reales del precio que paga el usuario por la energía eléctrica de su hogar o de las empresas según sea el caso. Incluso las empresas prestadoras del servicio eléctrico pueden crear un nuevo modelo de mercado incentivando al usuario a hacer uso de la energía eléctrica en horas de poca demanda a un precio menor al que pagaría si hiciera uso del servicio en horas de alta demanda. [39]

La energía eléctrica inteligente, comienza con el desarrollo tecnológico en el ámbito de la generación, distribución y el consumo de energía, se habla de energía eléctrica inteligente cuando esta integra sensores, hace uso de las IT y de las redes de comunicación, de modo que la energía se adapta a las necesidades actuales. La energía eléctrica se debe enfocar en suplir las necesidades de los servicios públicos, que se fundamenta en tres ejes que son: la disminución del riesgo eléctrico tanto para usuarios como para operarios, reducción del costo y optimización del servicio y la respuesta rápida frente a la demanda actual.

Teniendo en cuenta estos pilares, los desafíos y retos sobre los cuales se debe trabajar son:

- **Envejecimiento de la infraestructura.** La mayoría de la infraestructura actual de las redes eléctricas tienen más de 25 años.

- **Fiabilidad.** Actualmente el cliente desempeña un papel importante en los servicios públicos, por lo cual se busca un nivel de satisfacción alto entre los usuarios.

- **Necesidad de una mejor participación del cliente.** Se espera que la cantidad de dispositivos conectados a la red sea de 25 mil millones aproximadamente por lo cual la expectativa de los clientes está cambiando.

- **Nuevo modelo de negocios.** La demanda de energía se suplirá con el 20% del mercado minorista de energía, por lo cual se crearán nuevas filiales independientes de los servicios públicos.

- **Empleados en transición.** Algunas de las labores que realizan normalmente los operarios en las subestaciones eléctricas convencionales se suprimirán por lo cual se necesita capacitación para afrontar los nuevos retos laborales.

- **Penetración de energías renovables.** La capacidad anual de la energías renovables ha aumentado entre un 8 y 10 % interanual desde el año 2010 esta tendencia continuara por lo cual se deben preparar las infraestructuras para integrar todos los sistemas.

- **Justificación de gastos.** Los continuos desafíos de ingresos y la inspección regulatoria deben controlar y limitar los gastos.

- **Seguridad cibernética.** Con la implementación de nueva infraestructura han crecido los ataques cibernéticos los actuales fabricantes de dispositivos deben mejorar sus sistemas para evitar estas amenazas cibernéticas.

6.10.1. Aprovechamiento del Crecimiento Exponencial de los Datos

Las normas regulatorias establecen que se deben adoptar medidas eficaces contra una de las mayores preocupaciones la contaminación ambiental, estas contemplan que las empresas generadoras de energía eléctrica deben hacer uso de nuevas tecnologías, deben generar electricidad a partir de fuentes descentralizadas de energía e impulsar el diseño y la actualización de las redes actuales de energía, para lo cual se debe hacer uso de los datos para mejorar estos procesos, tan solo el 90% de los datos que se tienen actualmente en el mundo se han generado en estos dos últimos años, por lo que se requieren soluciones óptimas para provechar este recurso.

Las empresas prestadoras del servicio eléctrico se deben enfocar en hacer uso eficiente de esta información, esto implica la reestructuración de los sistemas, mejorando su capacidad de conectividad a la red y el procesamiento de grandes cantidades de datos. La automatización de los sistemas debe ofrecer una mayor visibilidad tanto de la red como la del consumidor lo que va a permitir entender los patrones de consumo de cada usuario.

Estas nuevas medidas también permitirán que las empresas de los servicios públicos creen nuevos modelos de negocio los cuales deben hacer énfasis en los requerimientos de los usuarios, es necesario crear estrategias de administración de los nuevos activos de energía (almacenamiento, microrredes), brindando nuevos servicios en sectores como el transporte, agricultura, otras empresas de servicios públicos entre otros, lo que abre la posibilidad a que las empresas de servicios públicos tenga nuevos roles en los mercados como se observa en la figura.[39]

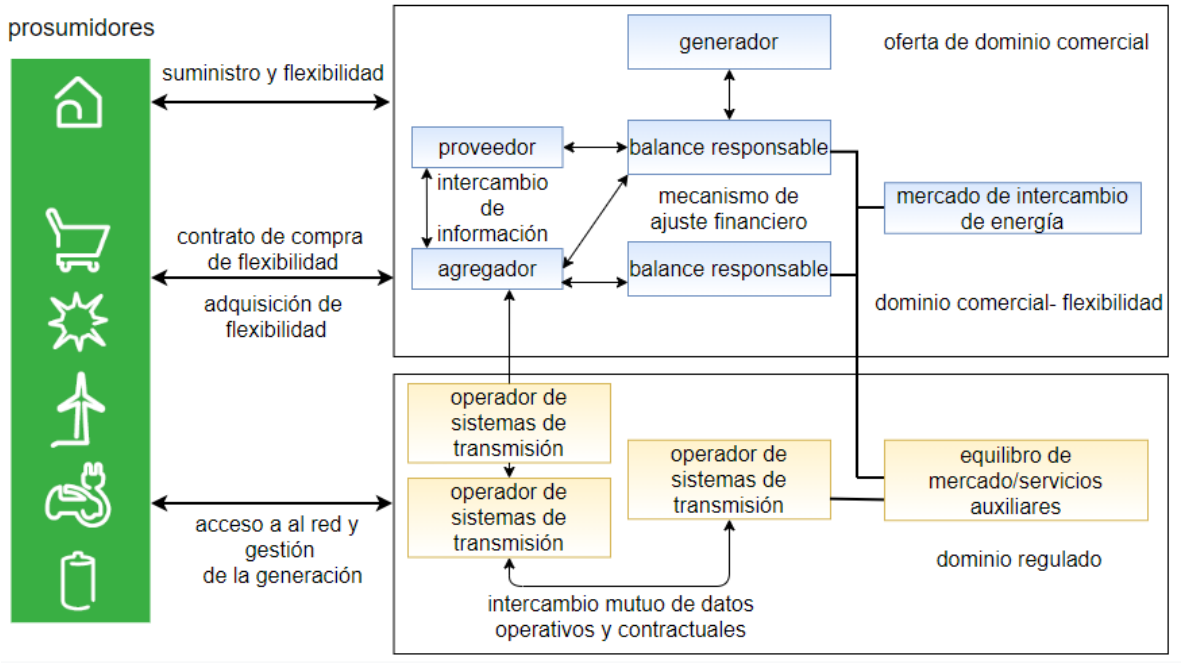


Figura 27. Posibles Relaciones entre Roles de Mercado.[39]

6.11. Niveles de Automatización en las Subestaciones Eléctricas.

Las subestaciones eléctricas cuentan con sistemas de control y automatización que normalmente se dividen en 4 niveles, la siguiente tabla muestra estos niveles de automatización.[27][57]

NIVEL	DESCRIPCIÓN	EQUIPOS
NIVEL 3 (CENTRO DE CONTROL)	este nivel se considera como el nivel de mayore jerarquía ya que en este centro se obtiene toda la información de los sistemas SCADA HMI, este nivel debe ser de alta confiabilidad ya que funciona 24 horas al día	
NIVEL 2 (CENTRALIZADO)	por medio de un sistema SCADA se realizan las labores de monitorización, funciones de control, adquisición de datos, de todos los equipos del nivel 1, en este nivel son integrados todos los autómatas en un solo sistemas SCADA HMI, este nivel a su vez hace un empalme con el nivel 3 haciendo uso de una red WAN.	1. SERVIDOR DE DATOS DE SUBESTACIÓN 2. ESTACIÓN DE OPERACIÓN
NIVEL 1 (CONTROLADOR)	se ubican los equipos de posición, estos se conectan con el nivel 0, estos equipos desempeñan funciones de protección, control, adquisición de datos, de medida, lógica programable, calidad de servicio y monitorización. Para estas funciones usualmente son usados IEDs, estos obtienen datos de los sensores y otros dispositivos eléctricos, los datos se transmiten a los comando de control, que ante cualquier eventualidad en el sistema disparan los sistemas de protección. Entre los IEDs se encuentran los reguladores de carga, reguladores de interruptores, interruptores del banco de condensadores, reguladores de voltaje, sistemas de protección de retransmisión, entre otros	1. UNIDAD DE CONTROL DE BAHÍA 2. EQUIPOS DE MEDICIÓN 3. REGISTRADOR DE EVENTOS 4. CONMUTADORES DE SUBESTACIÓN
NIVEL 0 (PATIO)	en las subestaciones eléctricas se denomina patio al conjunto de elementos primarios que hacen parte de la subestación como lo son (interruptores, seccionadores, transformadores, y demás) acompañados de los equipos de protección (transformadores de medida, bobina de accionamiento, entre otros). El control de este nivel se realiza desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas depende de la lógica de control y enclavamiento que tenga cada circuito	1. EQUIPAMIENTO DE POTENCIA 2. OBJETOS DE INSTRUMENTACIÓN 3. EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN 4. OBJETOS DE CONTROL

Tabla 24. Niveles de Control en una Subestación Eléctrica. [10][58][27], [59]

6.12. Niveles de Seguridad en una Subestación Digital

Dentro de las subestaciones digitales se debe garantizar la seguridad del sistema, por tal motivo estos sistemas cuentan con protocolos de seguridad que van desde la restricción del acceso a personal no autorizado hasta la libertad para acceder por completo al sistema, para lo cual existen 5 niveles de seguridad estos se describen en la tabla 5.

Es p	DESCRIPCIÓN
NIVEL 1	Permite una vista global del sistema y se puede acceder a los datos únicamente lectura
NIVEL 2	Se permiten maniobras normales y actividades afines
NIVEL 3	Permiso para realizar actividades de mantenimiento, configuración de parámetros, marcha en paralelo de transformadores, tareas de control local
NIVEL 4	Se permite la manipulación de la base de datos, es posible modificar procedimientos de operación incluyendo programación
NIVEL 5	Es posible administrar todas las funciones del sistema, se puede agregar o remover usuarios

Tabla 25. Niveles de Seguridad en una Subestación Digital.[10].

6.13. Evolución de la Automatización de Subestaciones Eléctricas

La automatización de las subestaciones eléctricas empezó mediante la integración de sistemas SCADA, HMI, usando diversos protocolos de comunicación, que ofrecen los distintos fabricantes, esto ha permitido que los dispositivos sean interoperables entre sí, la figura 13 describe la evolución en el tiempo de las subestaciones eléctricas.

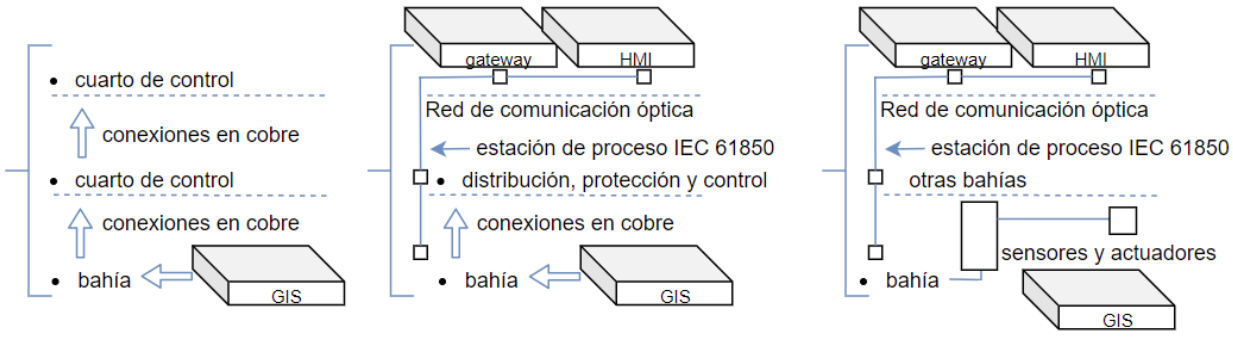


Figura 28. Evolución de la Automatización de Subestaciones Eléctricas[32].

6.14. Protocolos De Comunicación

En la automatización de las subestaciones eléctricas existen diversos tipos de protocolos de comunicación, estos son un conjunto de reglas y procedimientos que deben seguirse para enviar y recibir datos entre diferentes equipos, los protocolos de comunicación permiten integrar en una base de datos todas las señales que llegan de la subestación para poderlas visualizar en un SCADA. [60][59]

6.14.1. Protocolo de Comunicación DNP3

El protocolo DNP3 se desarrolló para poder operar de una manera abierta entre los elementos de las subestaciones, como RTUs, IEDs, PCs, y estaciones principales de monitoreo y control.

el protocolo DNP se basa en el estándar IEC, este protocolo es recomendado para comunicaciones entre RTU e IED, su arquitectura se puede observar en la figura 12. [61]

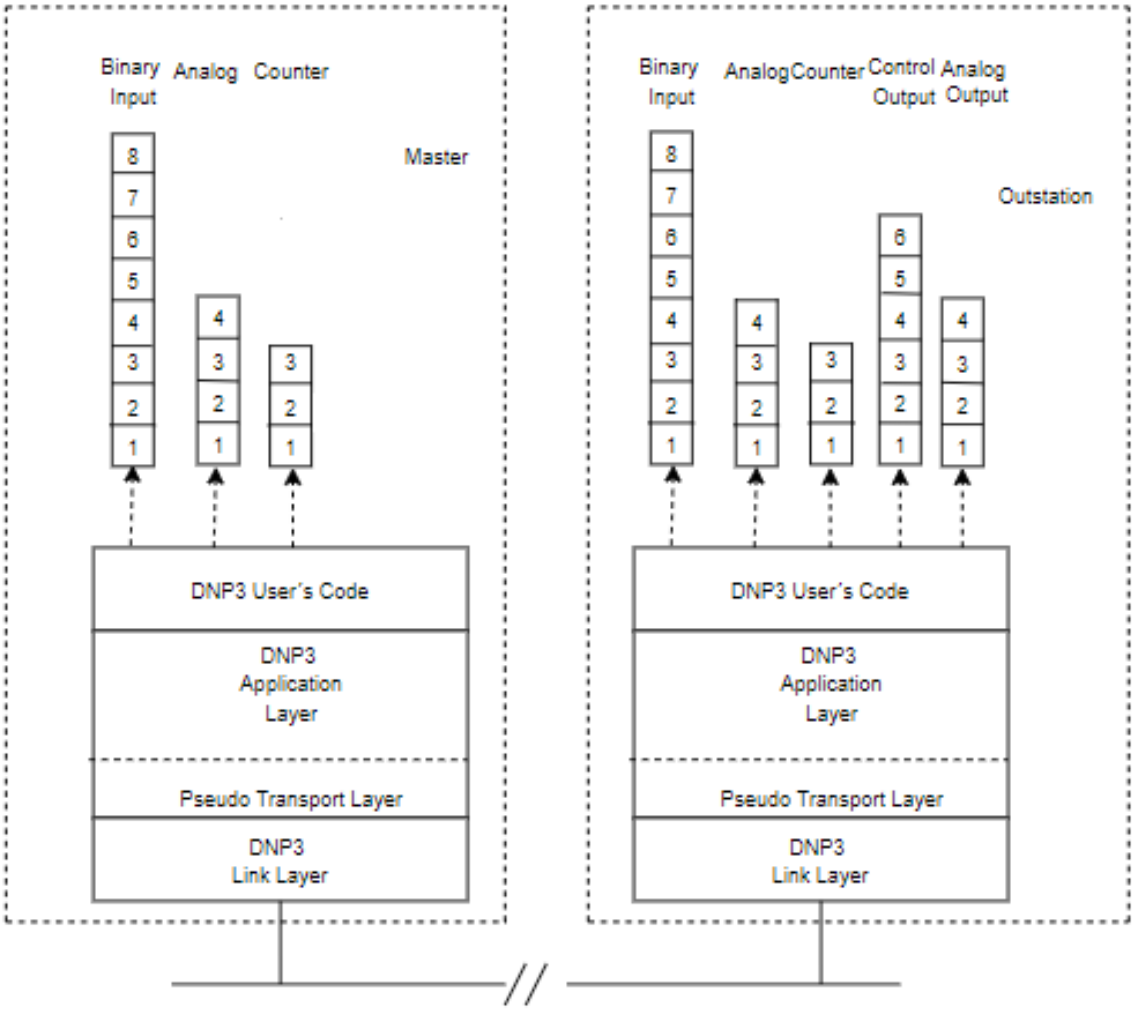


Figura 29. Estructura Protocolo DNP (3 capas). [61]

6.14.1.1. Ventajas del Protocolo de Comunicación DNP 3

El protocolo DNP tiene características que lo diferencia de los otros protocolos de comunicación usados usualmente, debido a que ofrece opciones de salida, transferencia segura de archivos, direccionamiento sobre 65.000 dispositivos en un enlace simple, sincronización de tiempos y eventos de estampa de tiempos y otras características que lo diferencia de otros protocolos, la siguiente tabla muestra las diferencias entre el protocolo DNP y otros protocolos convencionales.

CARACTERÍSTICAS	DNP	MODBUS RTU	MMS/UCA 2.0	IEC 60870-5-T101
OSI 3-modelo de capas	✓	X	✓	✓
USUARIOS	>500	1000´s	<100	100´s
DISEÑADO PARA AMBIENTES UTILITIES	✓	X	✓	✓
GRUPO DE USUARIOS Y COMITÉ TÉCNICO	✓	X	X	X
CONTROL DE REVISIÓN EN DOCUMENTO FINAL	✓	X	✓	✓
DOCUMENTACIÓN DEFINIDA DE PRUEBA DEL PROTOCOLO	✓	X	X	X
PROGRAMAS INDEPENDIENTES DE VERIFICACIÓN DEL PROTOCOLO	✓	X	X	X
MIGRACIÓN A ARQUITECTURAS AVANZADAS	✓	X	✓	✓
SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO Y ESTAMPA DE TIEMPO	✓	X	✓	✓
MAESTROS MÚLTIPLES Y OPERACIÓN IGUAL A IGUAL (PEER TO PEER)	Limitado	X	✓	X
ESCLAVOS NO SOLICITADOS QUE NO NECESITAN SER ENCUESTADOS	✓	X	✓	X
SEGMENTACIÓN DE MENSAJES	✓	X	✓	X
TRANSFERENCIA DE ARCHIVO SEGURA	✓	X	✓	✓
MENSAJES GENERALES	✓	X	✓	✓
OBJETOS DE DATOS DEFINIDOS POR USUARIO	✓	X	✓	X

Tabla 26. Diferencias entre el Protocolo DNP 3 y otros protocolos convencionales[61]

El protocolo DNP 3 es compatible con aplicaciones SCADA. Por lo tanto, es posible utilizar comunicación entre RTU y IED, maestro a remoto (esclavo), peer to peer y aplicaciones de red. Otros fabricantes también han desarrollado drivers para dispositivos que hacen uso de este protocolo con el fin de integrar las aplicaciones SCADA. Por ende, este protocolo se usa ampliamente en el sector eléctrico, ya que sus prestaciones son muy importantes para analizar fallas y sincronizar el accionamiento de todos los dispositivos. Esta razón permite

que los dispositivos como reglas de protección, reconectadores, entre otros, incluyan este protocolo de comunicación como estándar.[61]

6.14.2. Protocolo de Comunicación Modbus

Este protocolo de comunicación se basa en la arquitectura Maestro / Esclavo, este está diseñado para trabajar con PLCs.

Modbus tienen la características de ser estándar en la industria ya que tiene una gran disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos de tipo industrial, a diferencia de otros protocolos de comunicación Modbus es público, tiene una fácil implementación, requiere poco desarrollo, y se pueden manejar bloques de datos sin suponer restricciones.

El protocolo Modbus tienen la capacidad de controlar una red de dispositivos y entregar los resultados a un ordenador. El protocolo también se usa para la conexión de un computador de supervisión con RTU en sistemas SCADA.

6.14.2.1. Estructura de la Red Modbus.

El protocolo Modbus utiliza medios físicos como buses semidúplex (RS-485 o fibra óptica), o dúplex (RS-422, BC 0-20 mA o fibra óptica), su comunicación es de tipo asíncrona y maneja una velocidad de transmisión que oscilan entre 75 baudios hasta los 19200 baudios. La máxima distancia en la que se puede emplear este protocolo de comunicación depende de la capacidad física del sistema, lo que permite llegar hasta los 1200 metros, sin usar repetidoras.

El protocolo Modbus maneja una estructura lógica de tipo maestro-esclavo, la cual se comunica al sistema controlado por el maestro, el número máximo de estaciones previstos es de 63 esclavos más una estación maestra.

Los mensajes transmitidos mediante este protocolo son de dos tipos:

- Intercambio punto a punto, hay una orden del maestro y una respuesta del esclavo.
- Mensajes difundidos, el maestro envía un mensaje a cada uno de los esclavos y a diferencia del intercambio punto a punto los esclavos no emiten respuesta. [62]

6.15. IEC 61850 y las Redes de Comunicación en las Subestaciones Eléctricas.

La digitalización de las empresas del sector eléctrico ha crecido en los últimos tiempos de manera exponencial, de hecho, este cambio no solo se ve en la infraestructura eléctrica de las empresas del sector eléctrico, si no que los usuarios residenciales y comerciales están haciendo parte de esta transformación digital, en un futuro se espera que mucha de las piezas que se usan en la subestaciones eléctricas sean controlados mediante distintos dispositivos inteligentes. Para controlar y comunicar los distintos dispositivos que hacen

parte de la infraestructura de las subestaciones eléctricas, se estandarizo el modelo de comunicación denominado IEC 61850.[63]

Este protocolo es estandarizado para uso en subestaciones eléctricas, permite que las subestaciones eléctrica modernicen su infraestructura y operación convirtiéndose en subestaciones digitales. La principal característica de las subestaciones digitales es el uso de un bus de proceso, este sustituye las conexiones de cobre punto a punto entre los IEDs, otros dispositivos y el conmutador por medio de un bus de comunicación óptico.

La implementación de un bus de proceso permite obtener señales de medición en tiempo real y el estado de la subestación sin la complejidad de grandes conexiones.[34]

IEC 61850 se hizo estándar internacional en el año (2005) por lo cual se ha venido implementando en la industria con bastante aceptación, ya que tiene una gran cantidad de ventajas integrando los sistemas y la ingeniería. [59], [64]

6.15.1. Sistemas de Necesidades de la Norma IEC 61850

Los sistemas de potencia necesitan ir de la mano con un sistema de comunicación que permita saber su funcionamiento en tiempo real. Durante el tiempo la transmisión de datos se ha realizado por distintos métodos inicialmente la transmisión de datos se hacía mediante teléfonos, tiempo después surgen sistemas de adquisición de datos que se vieron limitados por el ancho de banda, esto se mejoró con la implementación de los IEDs que permitieron que el ancho de banda no fuera un factor limitante.

Los IEDs tienen funciones claves dentro de las subestaciones eléctricas estas son:

- Alta velocidad de comunicación de IED a IED
- Alta disponibilidad
- Tiempos de entrega garantizados
- Interoperabilidad de múltiples proveedores
- Soporte para muestras de tensión y de corriente de datos
- Soporte para transferencia de archivos
- Auto - configurable / soporte de configuración
- Apoyo a la seguridad

6.15.2. Alcance y Esquema de la norma IEC 61850

La norma IEC 61850 establece el modelo de comunicación dentro de las subestaciones eléctricas para lo cual esta norma esta consignada en un documento que define diversos aspectos en las redes de comunicación, la siguiente tabla contiene las secciones principales de la norma:

PARTE #	TITULO
1	Introducción y resumen general
2	Glosario de términos
3	Requerimientos generales
4	Sistema y Gestión de Proyectos
5	Requisitos de comunicación para las funciones y modelos de dispositivos
6	Configuración de lenguaje de descripción de comunicaciones en subestaciones eléctricas relacionadas con artefactos explosivos improvisados
7	Estructura básica para la comunicación de subestaciones y equipo alimentador
7.1	Principios y modelos
7.2	ACSI
7.3	CDC
7.4	Compatible clases de nodos lógicos y las clases de datos
8	SCSM
8.1	Asignación a MMS (ISO / IEC 9506 – parte 1 y la parte 2) y a la norma ISO / IEC 8802-3
9	La asignación del servicio específico de comunicación
9.1	Valores muestra a lo largo de serie unidireccional multipunto punto a punto Enlace
9.2	Sampled Values más de ISO / IEC 8802-3
10	Las pruebas de conformidad

Tabla 27. Esquema de la norma IEC 61850[63]

6.15.3. Características de la Norma IEC 61850

Para lograr reducir costos en las subestaciones eléctricas se necesita integrar los sistemas de control, protección y monitoreo, esto se logra mediante el desarrollo de nuevas herramientas en la ingeniería actual.

El protocolo de comunicación IEC 61850 estandariza tres elementos, estos son:

- Nombre y movimiento de datos operacionales, Monitoreo, comandos por control, interfaz de operador (cliente / servidor, host / DEI).

- Nombre y movimiento de datos en tiempo real, protección, interbloqueos, automatización, valores de muestras (peer t peer, DEI / DEI, bus de campo).

- Nombres y movimientos de información de configuración de ajustes de comunicaciones (atributos del SCL). [64]

6.15.4. Objetivos de la Norma IEC61850

La norma IEC 61850 establece los siguientes parámetros para la subestaciones eléctricas:

- Utilizar un canal común de comunicación para que los IED se puedan comunicar entre sí, sin importar su origen de fabricación, garantizando que se cargue información a distintos equipos sin ningún tipo de inconveniente.

- Establecer el estándar en equipos eléctricos, previniendo que exista dependencia de un solo fabricante.

- El protocolo busca que las subestaciones eléctricas tengan la capacidad de hacer uso de las tecnologías futuras, es decir que los equipos antiguos puedan comunicarse sin ningún problema con equipos actuales.

- Garantizar que todas las subestaciones eléctricas se encuentren estandarizadas bajo la norma IEC 61850, esto garantiza que el trabajo de ingeniería que requiere cada subestación no sea diferente uno del otro.

6.15.5. Aplicación de la Norma IEC 61850

La manera en la cual se controlan las subestaciones eléctricas en la actualidad es muy distinta a la que se usaba anteriormente ya que las nuevas técnicas de protección y control de subestaciones se logran mediante equipos SCADA los cuales se encuentran configurados según las necesidades de la planta.

El protocolo de comunicación IEC 61850 define la manera en la cual se acceden a los datos, se realiza intercambio de información y la forma en la cual se encuentran conectados los elementos a las redes de comunicación. Se busca que mediante la norma se estandaricen ciertos parámetros que permitan la integración de los IEDs. esto requiere que las subestaciones eléctricas traigan consigo mejoras estructurales las cuales permiten trabajar con elementos distribuidos por varios fabricantes.

La norma IEC 61850 le asigna a cada nodo lógico un dispositivo de la subestación eléctrica como ejemplo puede ser un interruptor, el nodo lógico contiene la información acerca de su operación, número de veces que cambio de posición (abierto o cerrado), numero de iteraciones, estado del dispositivo, numero de amperios que maneja, entre otros datos.

Una de las diferencias del protocolo IEC 61850 con protocolos estándar (DNP3, Modbus, entre otros) radica en la forma de comunicación, ya que estos últimos toman los datos del emisor “traducidos” según sea el lenguaje del protocolo lo que obligatoriamente hace necesario que el receptor conozca este lenguaje para traducirlo nuevamente lo que puede generar una perdida en el contexto de la información, mientras que IEC 61850 divide en grupos lógico la información a transmitir y cada uno de estos bloquea su vez se dividen creando así unos nodos lógicos, de manera que los datos que se obtienen en las subestaciones eléctricas se registren en cada uno de estos grupos.

El envió de mensajes GOOSE se hace mediante los IEDs están soportados en una red física como por ejemplo una red ethernet. [65]

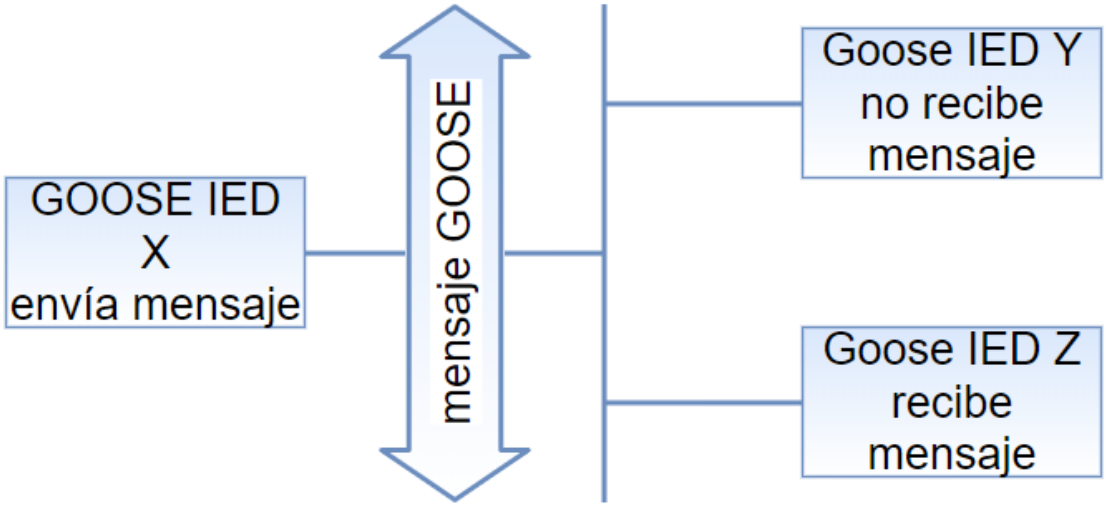


Figura 30. Sistema de automatización según protocolo IEC 61850. [65]

LA figura anterior describe la forma de enviar un mensaje mediante la norma IEC 61850: IED X envía un mensaje a IED Y, e IDE Z, los cuales son relés de protección y tienen velocidades de 115200 baudios, se maneja una distancia máxima de 15 metros para puertos de comunicación RS 232.

La figura 11 describe un esquema típico de redes de comunicación, en la cual se observa que el protocolo IEC 61850 es interoperable con IEDs de otros fabricantes, permitiendo que los distintos dispositivos se puedan comunicar mediante mensajes GOOSE.

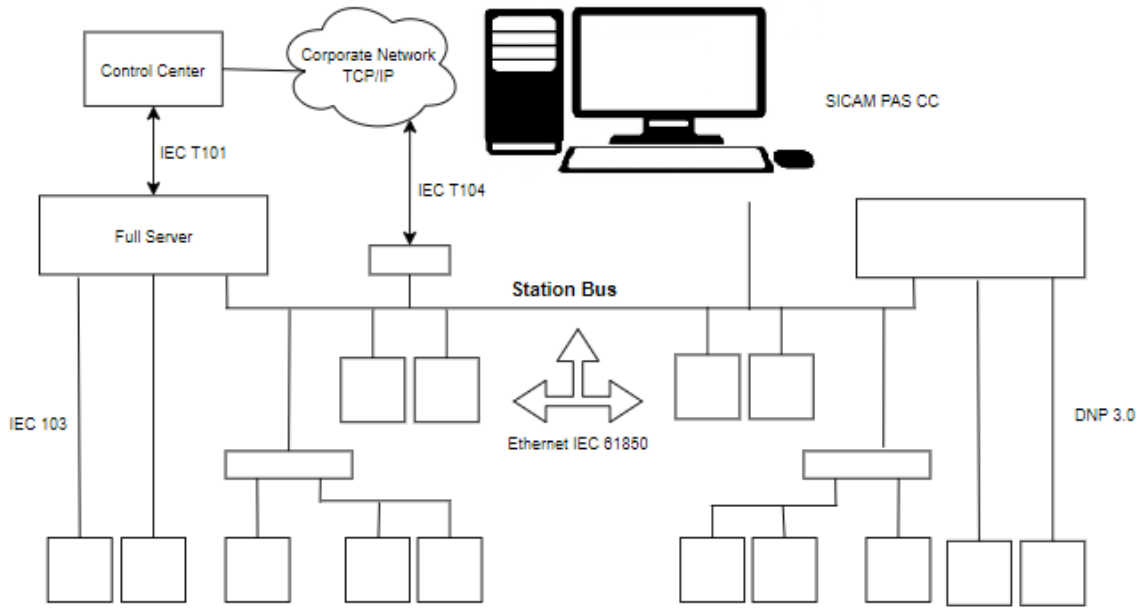


Figura 31. Esquema Técnico de Redes de Comunicación. [65]

7. IoT EN EL SECTOR ELECTRICO.

La implementación de las nuevas tecnologías de la informática y las comunicaciones en los sistemas eléctricos marcan un nuevo hito en la industria. Esta transformación digital brinda soluciones de supervisión y operación de dispositivos programables, lo que facilita la gestión de los diferentes dispositivos eléctricos que se usan en la industria.

Por lo tanto, es preciso definir IoT como la conexión entre dispositivos de un sistema, haciendo referencia al software y a las personas, siendo posible compartir información sobre el estado actual y el entorno. Otorgando un valor agregado a los objetos de los cuales normalmente hace uso el consumidor.

En la industria es necesario obtener datos que permitan saber el estado de los sistemas por esto IoT hace posible que obtengamos información sobre: rendimiento, perfiles, patrones, estructura, seguridad, tiempo de respuesta, entre otros. De allí el concepto industria 4.0 que impulsa todas las tecnologías digitales innovando en los distintos sectores industriales como se observa en la figura 23. [66]



Figura 32. Tecnologías aplicadas en IoT.[55]

Dentro de las IoT existe una variedad de términos a los que se hacen referencia estos se presentan en la siguiente tabla.[66]

TERMINO	DEFINICIÓN
CIENCIAS COMPUTACIONAL	Es un término genérico que alude al uso de capacidades de computación avanzada para dar solución a problemas complejos.
ANALÍTICA DESCRIPTIVA	Analiza los eventos que han sucedido y explica su por qué.
ANALÍTICA PREDICTIVA	Entrega predicciones y el porqué de estos sucesos.
ANALÍTICA PRESCRIPTIVA	Analiza datos obtenidos para tomar decisiones orientadas hacia el que hacer y presenta información que permite mejorar el resultado.
ANALÍTICA DE CONFORMIDAD	Permite descubrir lo que en realidad sucedió y cuanto se ajustó al plan establecido.

Tabla 28. Otras definiciones en las IoT.[66]

7.1. Componentes del IoT

Las IoT tienen la característica de integrar las tecnologías de las IT con OT, como lo son los controladores lógicos programables, automatización de procesos, sistemas SCADA. Mejorando el rendimiento de los sistemas su calidad y eficiencia, todas estas funcionalidades que ofrece el IoT incluyen una serie de componentes que se mencionan en la siguiente tabla.

DIPOSITIVOS	• Sensores • Gateway • Vehículos Eléctricos • Electrodomésticos inteligentes • Medidores • Interruptores
COMUNICACIONES	• Bluetooth • Zigbee • Z. Wave • 6LowPAN • Thread • WiFi • GSM/3G/4G/LTE • NFC • Sigfox • Neul • LoRaWAN
ANALITICA	• Inteligencia artificial • M2M • Realidad virtual • BigData • Cloudchain • Cloud computing • Blockchain
FUNCIONALIDADES	• Gestión de activos • Eficiencia operacional • Experiencia de usuario

Tabla 29. Componentes de IoT. [67]

7.2. Arquitectura del IoT

Es necesario integrar todas las tecnologías existentes esto con el fin de garantizar condiciones de interoperabilidad. IoT cuenta con el estándar ISO/IEC 30141, este estándar cuenta con un modelo conceptual y una arquitectura de referencia para los sistemas IoT, el estándar permite utilizar un lenguaje común en todo el mundo para poder diseñar y desarrollar aplicaciones de IoT, este estándar permite tener sistemas fiables, seguros, protegidos, evitando ciberataques. [68]

La figura 24, describe la arquitectura de IoT que se divide en 6 dominios: entidades físicas, intercambio de recursos, operación y administración, servicio de aplicación, intercambio de recursos con usuario.

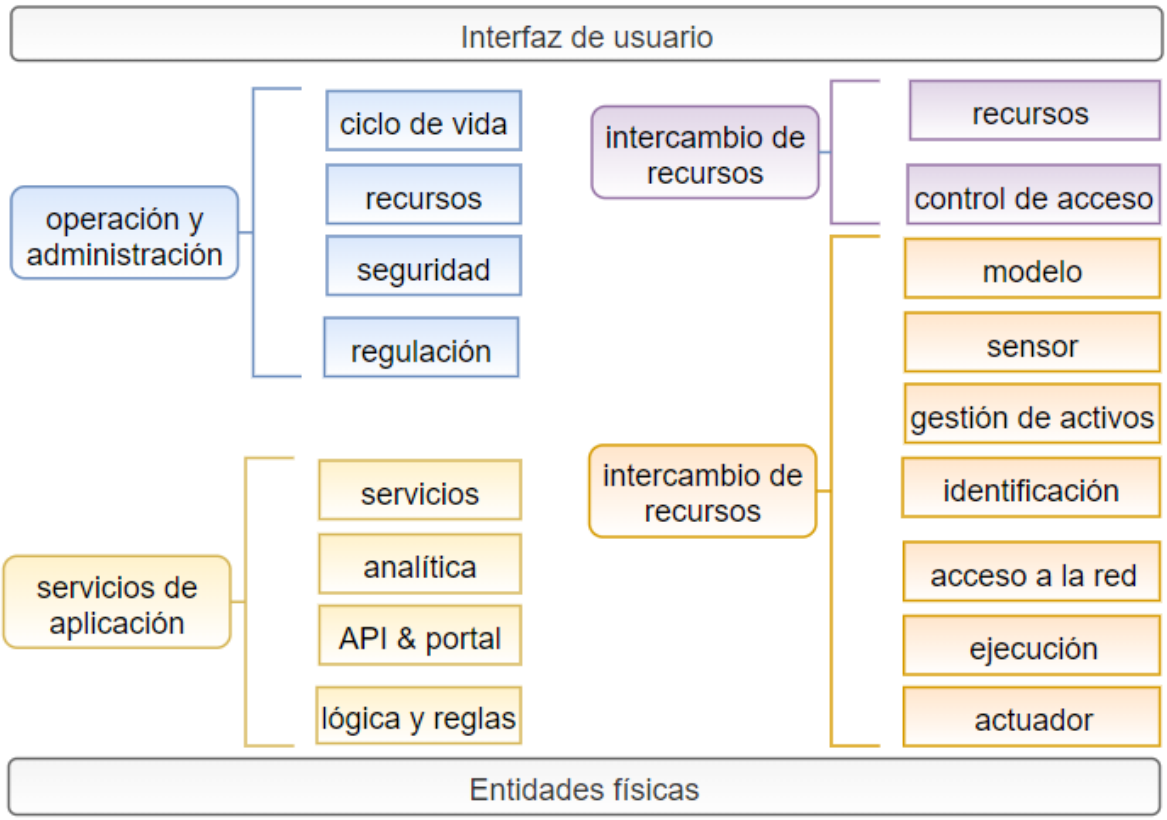


Figura 33. Arquitectura del IoT [67]

7.3. Atributos de IoT.

Es importante cumplir las funcionalidades de IoT por lo tanto los dispositivos deben operar en cualquier lugar y momento, esto se garantiza con interoperabilidad, compatibilidad y seguridad en las operaciones.

Las plataformas IoT tienen varias componentes que se toman de soluciones ya existentes, las distintas aplicaciones necesitan que los sistemas trabajen juntos, usando protocolos, estándares y conceptos ya existentes.

En el sector eléctrico se implementan procesos de IoT en varios de sus procesos. Entre las funciones de IoT en el sector se encuentra la supervisión y operación de dispositivos, recogiendo y analizando datos para tomas de decisiones, los medidores inteligentes también hacen parte de las IoT estos permiten a las entidades prestadoras del servicio y a sus usuarios conocer en tiempo real información del servicio eléctrico.

La siguiente figura muestra las principales intervenciones de IoT en el sector eléctrico que se agrupan básicamente en 4 partes, estas contribuyen en la transformación digital.

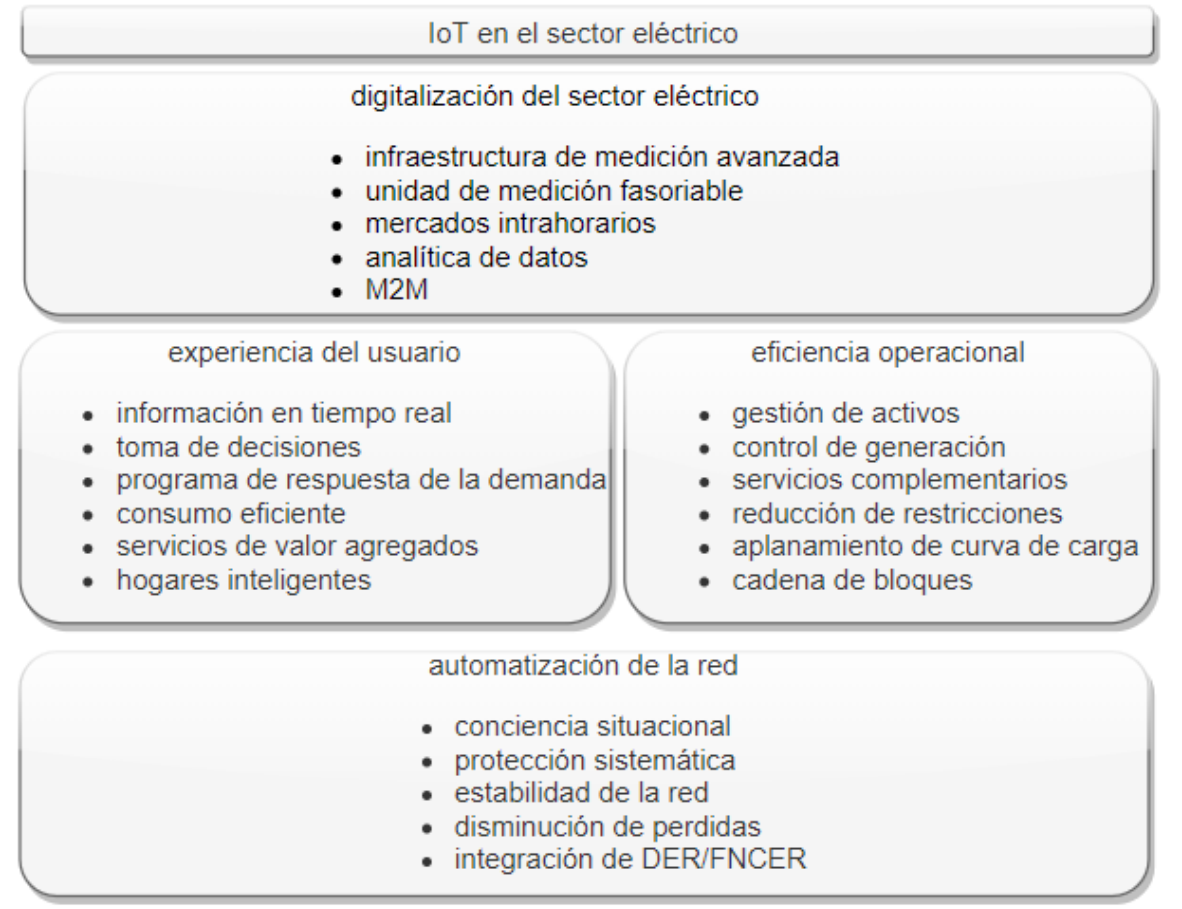


Figura 34. IoT en el sector Eléctrico[67]

7.4. Requerimientos para la implementación de las IoT

Es necesario identificar los parámetros necesarios para hacer uso de los estándares y protocolos de comunicación, estos tienen el objetivo de transmitir información en un lenguaje común, cumpliendo con las normas de ciberseguridad para ello se debe incluir:

- Medidor inteligente, interoperabilidad de bajo software
- Masificación de la cultura y estándares de interoperabilidad
- Interconectividad (Hardware)
- Uso de lenguaje de intercambio de información
- IPV6
- Regulación política de protección de la información
- Almacenamiento
- Análisis de la información
- Normas de movilidad eléctrica y generación distribuida
- Acceso remoto

- Análisis de datos para toma de decisiones
- Seguridad en los Routers
- Garantizar veeduría en la información
- Etical Hancking
- Protocolos de información
- Autenticación
- Armonización
- Transparencia, inclusión, integración
- Estrategias para la generación de arquitecturas
- Protocolos
- Comunicación entre dispositivos
- Integración de sensores con dispositivos
- HAN, arquitectura abierta
- Interconectividad

7.4.1. Digitalización en el Mantenimiento de Equipos

Uno de los énfasis de las nuevas tecnologías se basa en la necesidad de alargar la vida útil de los distintos dispositivos utilizados en la industria, para lo cual se necesita realizar tareas de mantenimientos y/o actualizaciones de los distintos equipos.

En las subestaciones digitales se realizan tareas de mantenimiento preventivo lo que reduce las labores de mantenimiento correctivo. La transformación digital de los sistemas ha permitido que la información obtenida en tiempo real del sistema se utilice para crear estrategias de mantenimientos predictivo de esta manera se puede reducir costos en mantenimientos.[69]

7.4.2. Análisis de Información

Las subestaciones eléctricas son vulnerables a presentar fallas en cualquier momento de su vida útil, esto se puede mitigar con herramientas que evalúen estas amenazas. El uso de sensores y el IoT permite evaluar de manera exhaustiva los puntos más críticos de los sistemas.

Los sistemas eléctricos que ya llevan un tiempo considerable en uso son más propensos a presentar fallas relacionadas con la temperatura, humedad, contaminantes externos y el factor de carga. A estas variables se les puede realizar un seguimiento haciendo uso de sensores que se encargan de arrojar mediciones precisas del comportamiento del sistema. Comúnmente los sensores son instalados en la conexión de barras colectoras o los conductores dentro de los conmutadores, paneles de control o transformadores. Estos sensores se comunican por medio de diversas tecnologías de redes de comunicación entre ellas las redes inalámbricas usadas ampliamente por su practicidad y ahorro en costos, la

información obtenida viaja a través de estas redes de comunicación llegando de manera eficaz a aplicaciones de gestión alojadas localmente o en la nube.[69]

La comunicación entre los distintos dispositivos en las subestaciones eléctricas se realiza basado en las normas presentadas en la tabla 31, las aplicaciones de gestión garantizan tener información constate de todo el sistema, si en algún momento se presenta una anomalía, se emiten las alarmas que llegan hasta los dispositivos móviles, de esta manera los equipos de mantenimiento entran en función evitando daños mayores en el sistema.

NORMA	APLICACIÓN
IEC 61850	Norma que maximiza el tiempo productivo de las subestaciones
IEC 62351	Norma para protocolos de comunicación segura
IEC 27002, IEC 27019	Sistemas de información general, soluciones, incluyendo las soluciones en la nube
IEC 62443	Dispositivos de la subestación como (HMI, relés, RTU) y sistemas de control asociados

Tabla 300. Normas para la Comunicación en las Subestaciones Digitales.[69]

8. RED DE ADQUISICIÓN DE DATOS EN UNA SUBESTACIÓN DIGITAL

La adquisición de datos en el sistema de energía eléctrica es fundamental para el monitoreo y correcto funcionamiento del sistema. Las subestaciones digitales son parte fundamental de las redes inteligentes, y en las subestaciones inteligentes se encuentra la red de la capa de proceso esta se relaciona con la confiablidad en la adquisición de datos en tiempo real y control del interruptor.

En las subestaciones eléctricas esta la capa de proceso que implica la transmisión de datos y el control del equipo primario, obteniendo el muestreo de datos y el disparo de protección, se hace uso de los mensajes GOOSE, MSV y sincronización con la red.

La unidad de fusión se conecta al transformador eléctrico este se utiliza para transmitir el valor de la muestra al IED. Esto permite simplificar el diseño y elementos que componen la subestación eléctrica, por ende, se necesita que estas subestaciones inteligentes desarrollen nuevos tipos de unidad de fusión que cumplan con los requisitos de esta tecnología.

Los dispositivos de la capa de proceso en las subestaciones inteligentes tienen un transformador electrónico de tipo óptico, una unidad de fusión, y un interruptor inteligente, como se mencionó anteriormente los mensajes típicos son GOOSE, MSV y se puede incluir la sincronización con IEEE 1588. Normalmente en las subestaciones los mensajes de muestreo se basan en los estándares IEC 60044-8 / 7, IEC 61850-9-1, IEC 61850-9-2. Aunque el IEC 61850-9-1 se encuentran en las subestaciones inteligentes de primera generación por lo cual ya este no se utiliza en las nuevas subestaciones inteligentes, mientras tanto el estándar IEC 61850-9-2 se convierte en el único protocolo de muestreo en la capa de proceso.

La red de disparo en la subestación es GOOSE es a través de conexión directa, no de la red, esta se utiliza para cumplir con los estándares para las especificaciones técnicas de protección de retransmisión para las subestaciones inteligentes.[70]

8.1. Mensajería GOOSE

La mensajería GOOSE son paquetes de datos que se transmiten a través del sistema de comunicación Ethernet de forma cíclica, se controlan mediante las fallas, estos mensajes permiten comunicación directa entre los equipos.

La velocidad con la cual se transmiten estos mensajes GOOSE es dependiente de la capacidad de los equipos que se encuentran conectados al canal IEC 61850 con enlace de fibra óptica y las señales que se emiten por los Switch, los mensajes tienen una jerarquía según su prioridad, esta priorización la realizan los Switch por medio del protocolo RSTP.

Los mensajes GOOSE tienen un periodo fundamental, si no existe cambios en el estado del mensaje, si hay algún cambio en el mensaje, los mensajes GOOSE se envían espontáneamente con un periodo mínimo hasta que vuelve a su periodo fundamental si no hay ningún cambio de estado, por medio de la transmisión cíclica se permite detectar fallas en la transmisión.

Para entender mejor el uso de los mensajes GOOSE, a continuación, se describe una aplicación de un esquema de control, la mensajería GOOSE reemplaza el cableado de los paneles de interrupción.[71]

- Mensaje de disparo de interruptor - Un relé que desea activar un interruptor, a otro relé al que el circuito de disparo del interruptor está conectado realmente.
- Mensaje de cierre del interruptor - Misma situación.
- Relé o un estado lógico de salida para supervisión de acciones de control o protección en otros relés o zonas de protección.
- Iniciación de falla de interruptor.
- Iniciación de reconexión.
- Transformador de control de reconexión - Cuando dos conjuntos redundantes de relés de protección de línea, uno solo puede encargarse de la reconexión automática. El relé normalmente se encarga de transferir el control de reconexión al relé de reserva (backup) solo si este está fuera de servicio. Los dos relés usan un protocolo de intercambio de mensajes para establecer cuál es el activo, y cuál es el encargado de reconexión para la línea.
- Cruce de supervisión de los sistemas redundante - Cada uno puede comprobar si está activo en el otro sistema, y reporte de las fallas, sin necesidad de cableado adicional.
- Comando de disparo de reserva (backup) - Después la falla del interruptor u operación del relé de reserva (backup).
- Interruptor bloqueado y comandos de cierre de bloqueado.

- Estado de bloqueo del interruptor - Indica que un bloqueo particular esta activado para un interruptor particular.
- Etiquetados de bloqueo para mantenimiento.
- Estado de pruebas de mantenimiento o control – estado de inhibición para mensajes LAN.

8.2. Mecanismo de Intercambio de Información Básica

El modelo ASCI básicamente provee los métodos de intercambio de información entre los distintos dispositivos, esto se muestra en la siguiente figura.

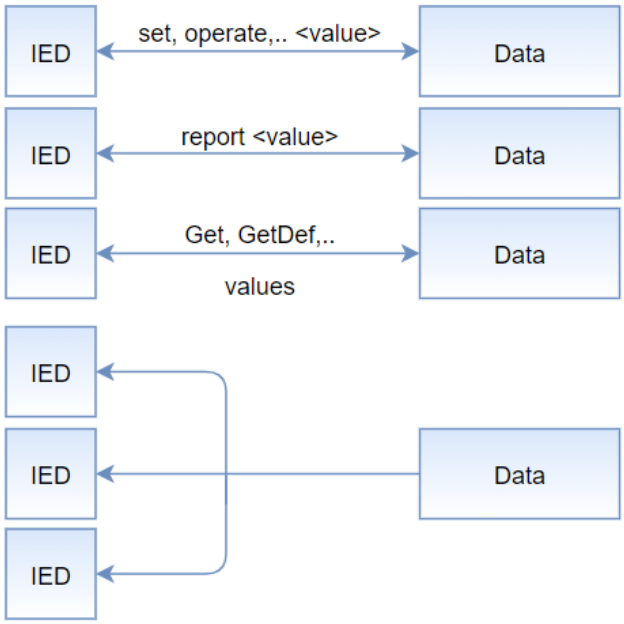


Figura 35. Flujo de información y modelado.[71]

El uso de GSE es muy importante ya que este modelo soporta las aplicaciones de tiempo real.

8.3. Esquema de la Red de Capa de Proceso.

La capa de proceso tiene una comunicación en la que se incluye un muestreo digital para esto se hace uso de un transformador eléctrico, una unidad de fusión y la red de GOOSE que implica el uso de un dispositivo de operación o un interruptor inteligente.

La red de la capa de proceso que maneja la fuente de datos y el control del interruptor desempeñan un papel importante en la estabilidad de la subestación, por eso se necesita

hacer una investigación sobre la capa de proceso lo que permite establecer cuál es el esquema más seguro, estable y económico garantizando así la seguridad y la estabilidad de la subestación.

8.3.1. Conexión Directa de MSV y GOOSE

La conexión directa de MSV y GOOSE se asemeja a la conexión que existe en una subestación eléctrica tradicional, su diferencia radica en que el cable es reemplazado por la fibra.

La siguiente figura garantiza la fiabilidad de la transmisión de datos, sin embargo, este valor de la muestra no se puede compartir. Esta conexión necesita que el IED proporcione más puertos de red, puertos ópticos y más fibra, el costo es muy alto. Este esquema es adecuado si la unidad de fusión o el dispositivo de operación inteligente se encuentra instalado junto al dispositivo primario, de lo contrario si los dispositivos están centralizados este esquema no es óptimo.

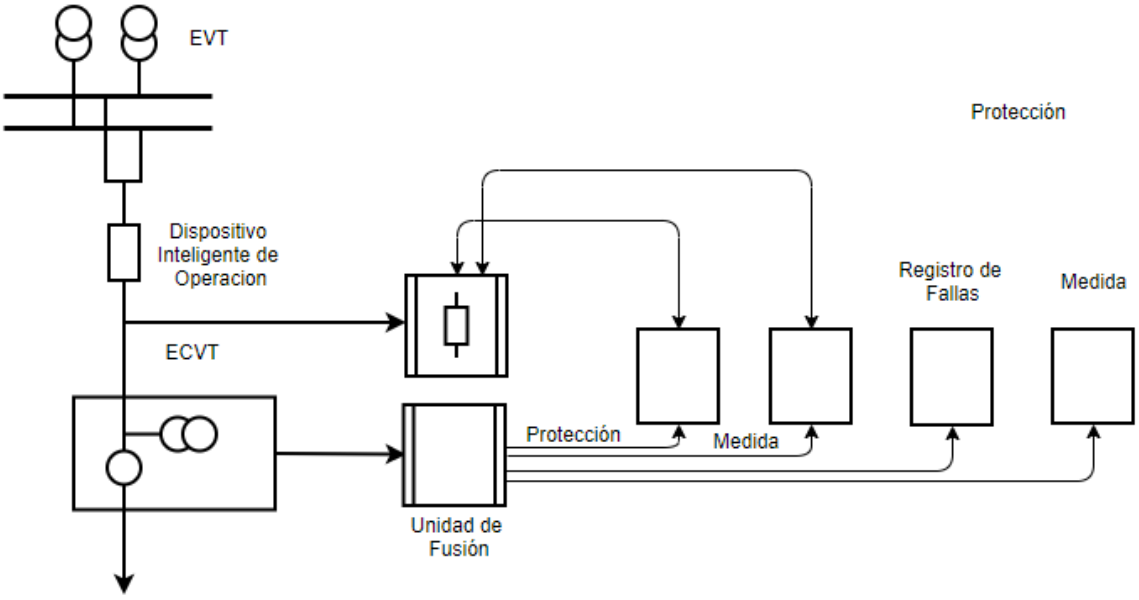


Figura 36. La estructura de conexión directa de GOOSE y MSV.[70]

El siguiente esquema presentado en la figura 27. Presenta un mayor grado de automatización, esta configuración no puede realizar el intercambio de datos de muestra, sin embargo, si reduce el uso de fibra a medida que la información se realiza a través de la red de GOOSE, así se cumple el estándar IEC 61850.

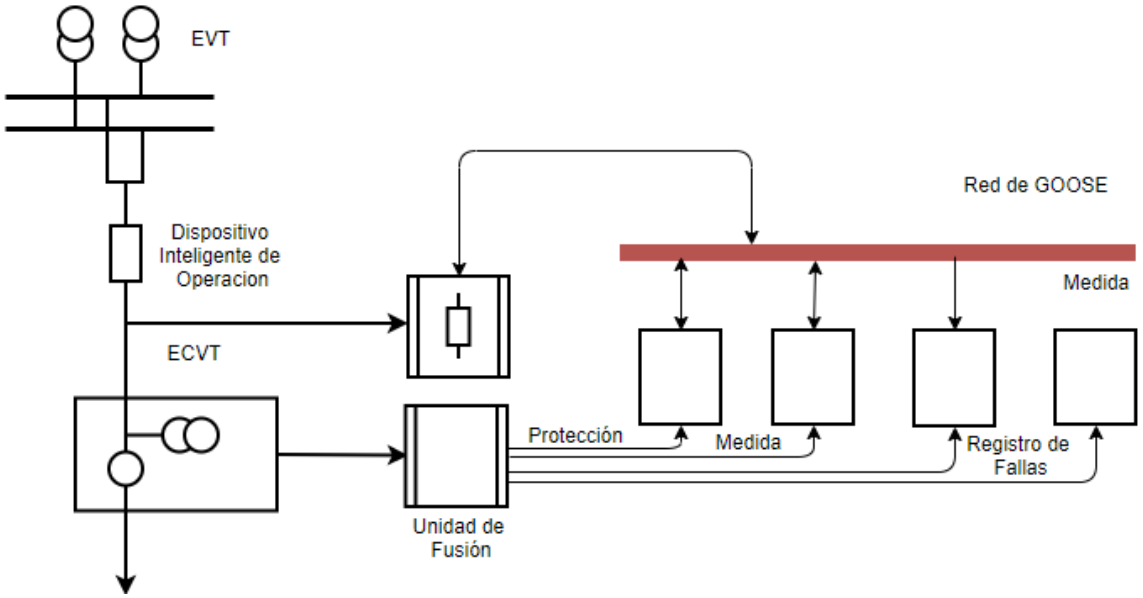


Figura 37. Estructura de la red GOOSE y la conexión directa MSV. [70]

8.3.2. Red de MSV y conexión directa de GOOSE

En este esquema se enfoca la red de muestreo y se puede realizar la parte de valor de muestreo, la figura que se presenta a continuación es usada considerablemente en la etapa temprana.

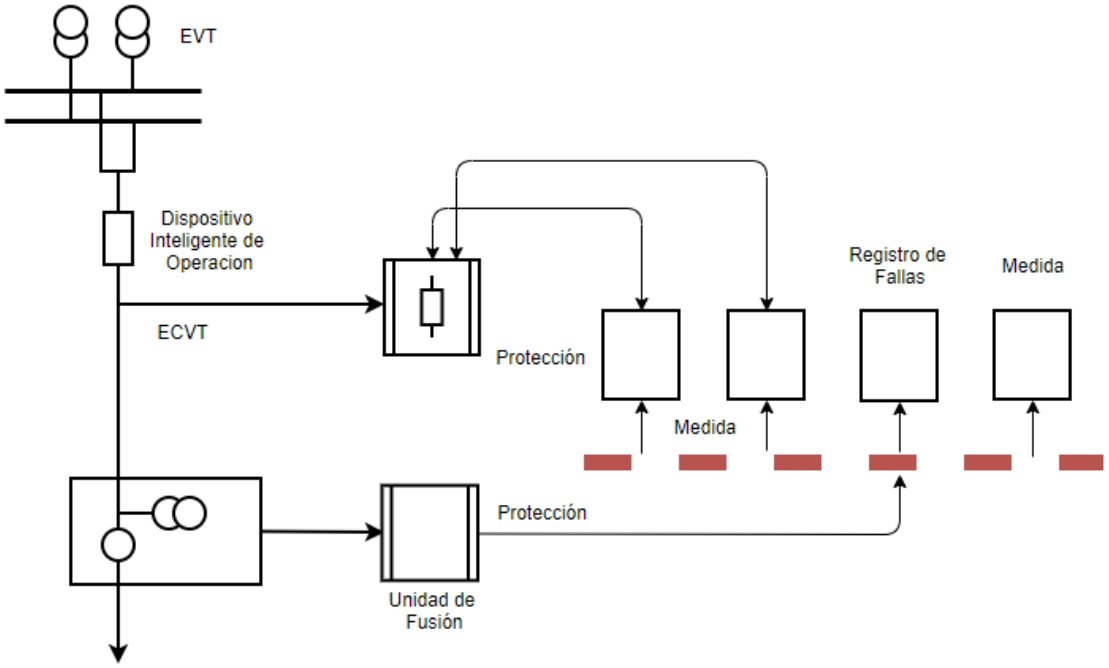


Figura 38, Estructura de la red de MSV y la conexión directa de GOOSE. [70]

8.3.3. La Red de MSV y GOOSE

Los datos de muestreo y GOOSE cumplen con los estándares de comunicación de la capa de proceso según la norma IEC 61850.

La red de muestreo realiza el intercambio de datos y la red GOOSE realiza viajes a través de la red esto en el marco de la automatización de subestaciones y dentro de los requisitos de la capa de proceso en una subestación inteligente.

El tipo de conmutador que se necesita para la norma IEC 61850 es pequeño y las redes MSV y GOOSE tienes los requisitos más altos de rendimiento. El interruptor que se utiliza en la capa de proceso es de alto costo por lo cual las subestaciones digitales tienen un costo elevado. En la actualidad este esquema se utiliza frecuentemente en las subestaciones digitales, este se observa en la siguiente figura.

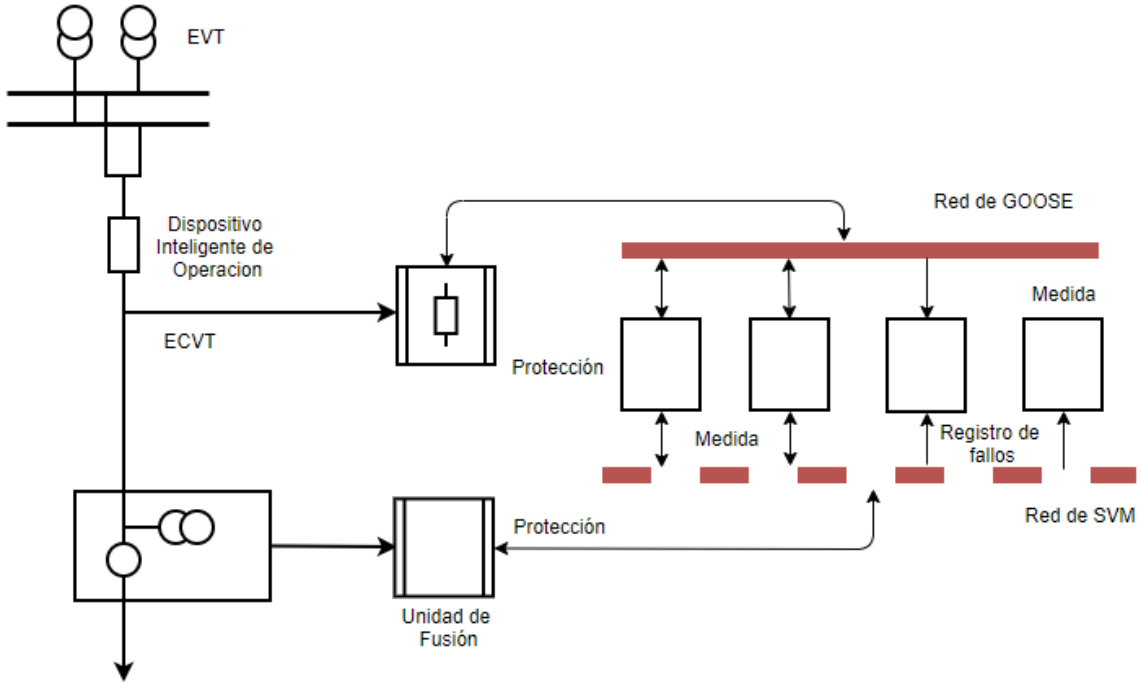


Figura 39. Estructura red GOOSE y MSV.[70]

8.3.4. La Red Unida de MSV, GOOSE e IEEE1588

Este esquema tiene gran similitud con el observado en la figura 29, su diferencia radica en la sincronización. La precisión de la sincronización con IEEE1588 es menor a 1 ms y cumple con requisitos de las subestaciones digitales.

Esta sincronización con IEEE 1588 a través de la red no necesita de conexiones adicionales esto reduce el costo. Por lo cual esta tendencia se está utilizando ampliamente en las subestaciones digitales.

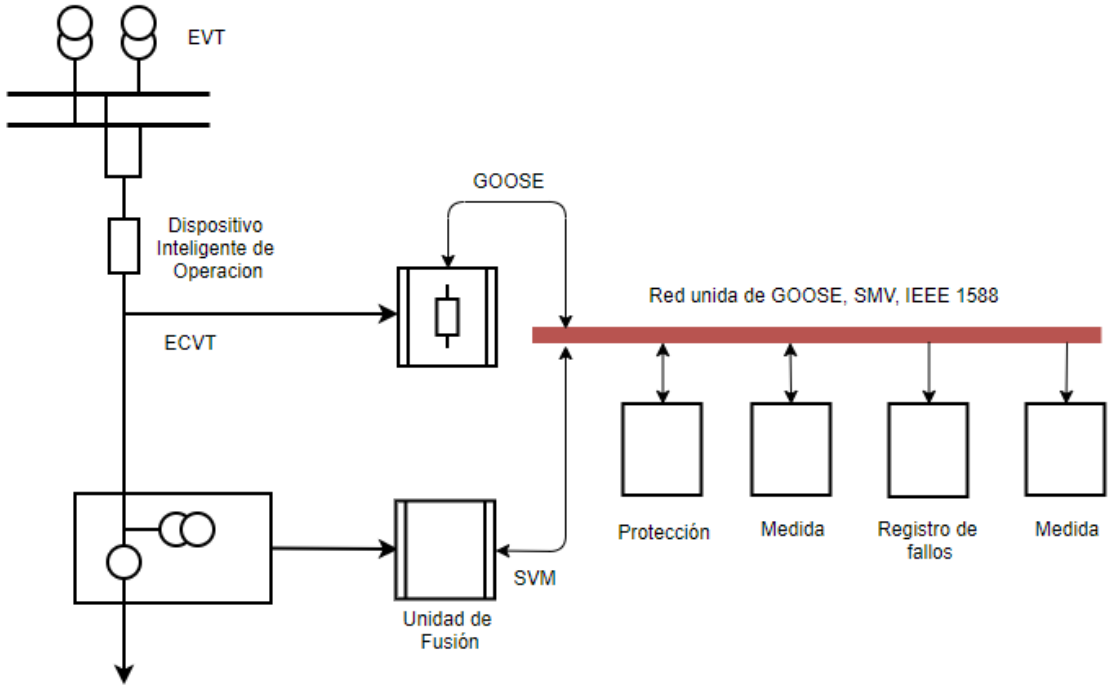


Figura 40. Estructura de red unida de GOOSE, MSV e IEEE 1588.[70]

8.3.5. Red en Modo Hibrido

En el siguiente esquema el muestreo y el viaje se utiliza para la protección a través de conexión directa y otra implementación, como la medición a través de la red, el esquema se basa en la consideración a los requisitos de seguridad y confiabilidad de la protección esto para evitar el fallo de protección causado por la red.

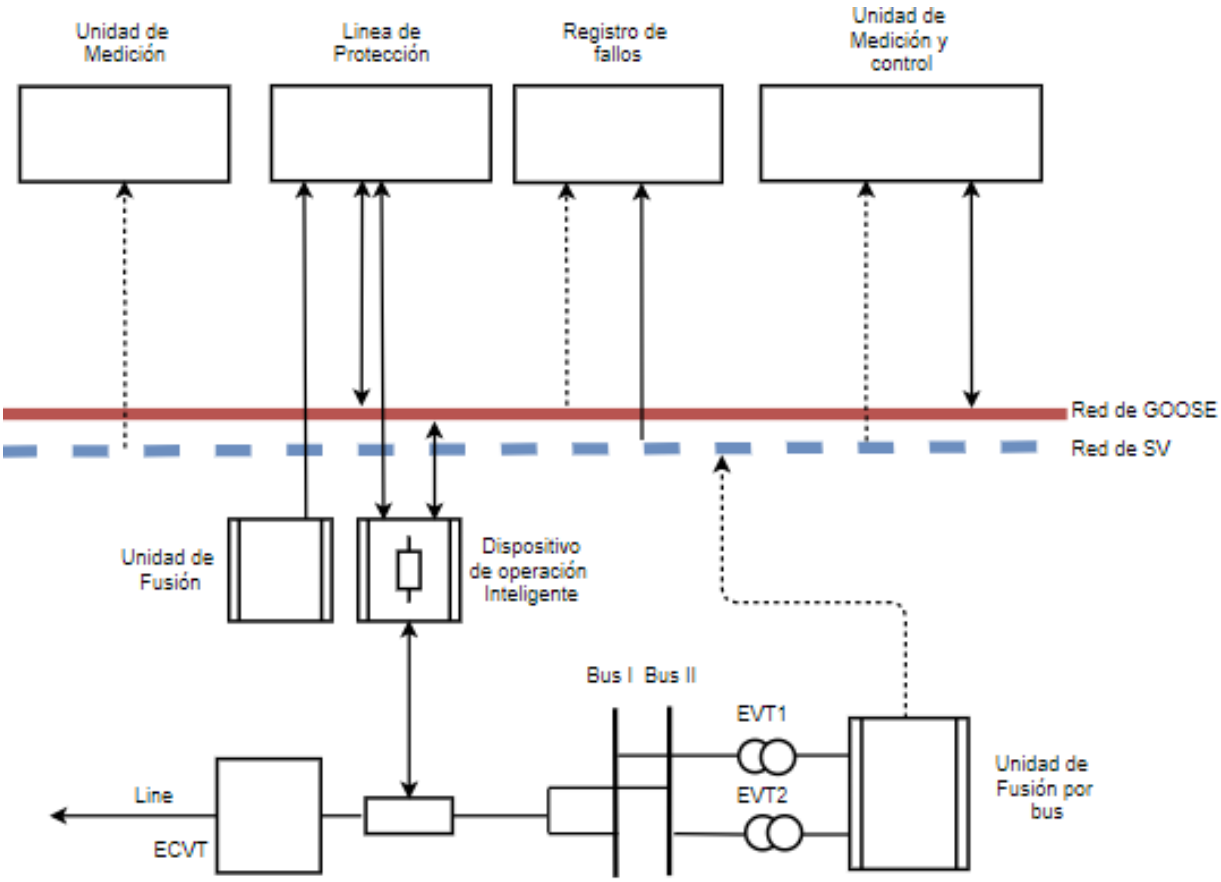


Figura 41. La estructura de red en modo hibrido en una subestación inteligente.[70]

8.4. Implementación del Filtro de Paquetes.

En la capa de proceso que incluye la transmisión del valor de muestreo de corriente y voltaje, la información que lleva el estado del dispositivo primario y la señal del dispositivo de protección y control es en tiempo real y contiene gran información.

La implementación de LAN virtual para filtrar los paquetes del puerto que no son necesarios trae las siguientes ventajas:

- Reducir carga del conmutador
- Mejora la seguridad de la red
- Aumentar la flexibilidad de la gestión
- Comodidad del mantenimiento
- Expansión de las subestaciones

8.4.1. Implementación de LAN Virtual

La carga de la red de valor de muestreo es pesada, más que todo cuando la frecuencia de muestreo es alta, con el fin de minimizar el número de paquetes retransmitidos por el conmutador y mejorar la confiabilidad en la red, los dispositivos que se encuentran en la capa de procesos de dividen en varios LAN virtual.

La tecnología de VLAN es usada para filtrar los paquetes en subestaciones digitales, la configuración del conmutador es complicad, por lo que aumenta su complejidad la construcción y mantenimiento, si la estructura de red cambia agregando o quitando dispositivos la LAN virtual debe configurarse nuevamente.

9. MIGRACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CONVENCIONALES A SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DIGITALES

Las subestaciones digitales integran las últimas tecnologías de comunicación y protección de sistemas eléctricos, esto facilita la eliminación considerable de conexiones eléctricas entre los equipos del sistema. Como consecuencia se reduce el espacio, hay menos riesgo eléctrico para los operarios, también hay disminución en los costos de construcción, operación y mantenimientos en estas infraestructuras.

Las subestaciones digitales aumentan la productividad en comparación a las subestaciones eléctricas tradicionales, mejorando la confiabilidad de todos los actores involucrados en el sistema eléctrico.

Es evidente que las subestaciones digitales traen consigo una gran cantidad de beneficios para el sector eléctrico, sin embargo, se debe contemplar que la mayoría de las empresas del sector eléctrico cuentan con sistemas que aún tienen un periodo de vida útil, lo que imposibilita construir subestaciones digitales desde cero.

Es una necesidad del sector eléctrico migrar a las subestaciones digitales, para realizar este proceso con los activos ya existentes se plantea una metodología que se ilustra en la figura 28.[41]

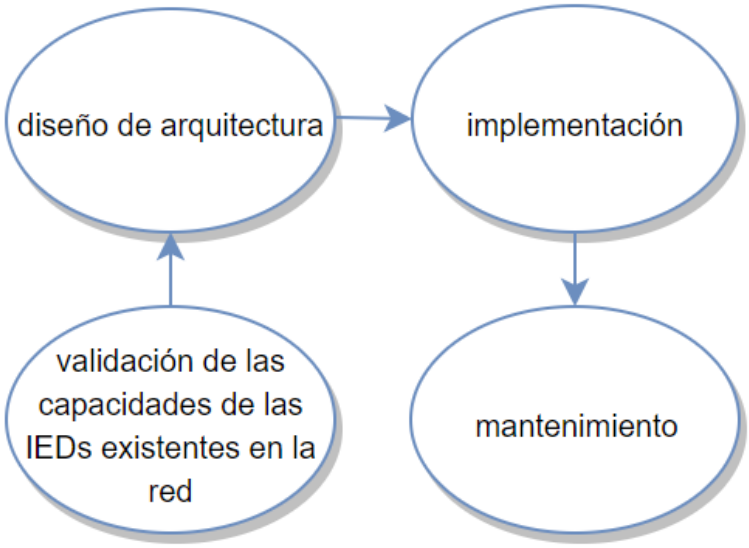


Figura 42. Proceso de migración a Subestaciones Digitales.[41]

A continuación, se explica en detalle cada una de las fases descritas en la figura anterior.

9.1. Validación de las Capacidades IEDs Existentes.

En esta primera fase se deben realizar dos revisiones:

- Se conoce la potencia que tienen los dispositivos que están en la subestación, validando los atributos IEC 61850, (MMS, GOOSE IEC 61850-8-0 y SAMPLES VALUES IEC 61850-9-2).
- Validación de los tiempos de operación basados en la norma IEC 61850-10.

9.2. Validación de las Capacidades de Red

Las subestaciones digitales se caracterizan por hacer uso de las últimas tecnologías en el campo de la comunicaciones. En esta fase se realizar una revisión completa a los equipos de comunicación de la subestación eléctrica, estas pruebas determinan el nivel de curabilidad de los equipos, tiempo de respuesta de la red y función de sincronización de tiempo, para realizar estas pruebas se hace uso de laboratorios en tiempo real que garantizan confiabilidad en la información.

9.3. Diseño de Arquitectura de la Red

Las subestaciones modernas se componen de distintos módulos y equipos en cada nivel lógico esto permite que el sistema sea escalable es decir que sea posible configurar una subestación según los requerimientos y tamaño de estas, esto permite que en un futuro las subestaciones tengan la flexibilidad de realizar cambios si es necesario tanto en Software como Hardware.

La posibilidad de monitorear el sistema configurar y controlar los distintos parámetros de las subestaciones permiten cumplir con los estándares de calidad de las subestaciones eléctricas como son: confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad, seguridad e integridad de los datos.

Las subestaciones eléctricas tienen funciones descentralizadas, orientadas a manejo de objetos localizados cerca del proceso y distribuidos orientado a bahías.[72]

El diseño de la subestación digital depende de los resultados obtenidos en la fase anterior ya que esta determina la interoperabilidad de los IEDs existentes. Si en dado caso los dispositivos no cumplen los estándares necesarios de comunicación esta la posibilidad de integrar dispositivos ¨armonizadores¨ estos permiten integrar los distintos dispositivos e implementar distintas arquitecturas, la figura 62 describe la arquitectura general de una subestación eléctrica digital.

9.4. Implementación

En este fase se realizan pruebas orientadas a las necesidades de las subestaciones eléctricas digitales, se deben realizar pruebas de funcionalidad de Merging Units, pruebas de Sample Values, inspección de mensajes Goose, tiempos de disparo y pruebas de redundancia, entre otras.

9.5. Mantenimiento

La digitalización de las subestaciones eléctricas permite obtener una gran cantidad de información, por lo tanto, se debe contar con herramientas robustas de almacenamiento en la nube. En la aplicaciones IT se deben crear modelos de mantenimiento basados en condición o realizar la gestión de los activos.

10. CIBERSEGURIDAD EN SUBESTACIONES DIGITALES

La migración a las nuevas subestaciones digitales trae consigo una serie de varios restos en la industria, uno de los más importantes es la seguridad en las subestaciones. Es preciso indicar que estos sistemas se enfrentan a amenazas de ciberseguridad como la manipulación, falsificación y robo de mensajes de medición estos ataques pueden desencadenar en pérdidas de energía causando perdidas inestimables e incluso en el control mismo de las redes inteligentes. Por lo que se hace esencial crear soluciones que protejan los equipos y la información relevante ante cualquier tipo de ataque cibernético. [73][74]

En las subestaciones digitales la norma que rige la seguridad en estas es el estándar NERC-CIP, esta maneja una serie de parámetros de ciberseguridad de carácter obligatorio para las compañías que componen el sector eléctrico, con la implementación de la ciberseguridad en las subestaciones se busca:

- Segmentación de red en, al menos dos niveles
- Conexiones remotas a través de VPN y TLS
- Gestión de acceso basado en niveles de usuario, en base a un entorno centralizado que puede permitir autenticación de alto nivel
- Uso de listas blancas para forzar únicamente aquellas aplicaciones reconocidas por el operador
- Uso de NIDS pasivos
- Gestión de parches
- Uso de cortafuegos, enrutadores y dispositivos orientados a la seguridad perimetral
- Si existen antivirus estos deben ir en el primer anillo de la red completa segmentada
- Otros sistemas ad-hoc

10.1. Amenazas Cibernéticas y Regulaciones

La última década ha traído consigo un avance significativo en cuanto a operaciones digitales se tratan, este crecimiento se ver reflejado en el sector industrial que debe estar conectado e integrado. La digitalización del sector permite hacer un mejor uso de la infraestructura y mejora el tiempo de actividad. Sin embargo, a medida que las empresas integran estas soluciones digitales se incrementa el riesgo en la seguridad cibernética.

La figura describe a nivel mundial la causa raíz de los ataque cibernéticos en cuanto a la violación de datos de las distintas empresas.

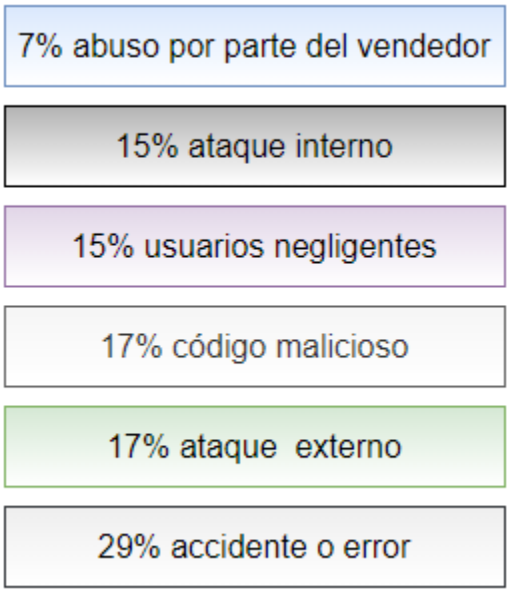


Figura 43. Distribución de Causa Raíz de Violación de Datos. [39]

En las subestaciones digitales se encuentran dispositivos muy vulnerables, ya que se evidencia que cualquier persona puede acceder a información confidencial dentro de estas, como la documentación que describe el funcionamiento de los dispositivos, esto propicia a ataques maliciosos a estas infraestructuras.

La vulnerabilidad de los sistemas puede llegar a generar problemas en los sistemas causando daños y controlando la red afectando gravemente la economía y seguridad de la región.

10.1.1. Consecuencias de las Infracciones Cibernéticas

Los ataque cibernéticos que han llegado a causar fallas en las infraestructuras, pueden llegar a ser penalizadas ya que ponen en riesgo la integridad de toda una región, los ataques cibernéticos pueden llegar a generar fallas en los sistemas SCADA incluso por varios días, ocasiona que las subestaciones estén fuera de servicio por reparación, y una mayor contratación de personal para reparar daños lo que recae en mayor sobrecosto de operación.

Las siguientes son consecuencias que pueden acarrear las empresas prestadoras del servicio eléctrico en caso de que su seguridad sea vulnerada:

- **Sanciones del Regulador.** Los entes reguladores de cada región están en la capacidad de imponer multas a los prestadores del servicio eléctrico que incumplan con la normativa establecida para su ciberseguridad.

- **Seguridad**. Está ligada al objetivo del ciberataque ya que pueden llegar a afectar los sistemas informáticos de servicios públicos que proporcionan la información de los estados de la red, esto inclusive puede llegar a afectar la seguridad del personal en el campo.

- **Interrupciones.** el mantenimiento de los equipos que han presentado fallas por ciberataques desencadena interrupciones en el suministro eléctrico esto trae consigo una inversión fuerte en reparación y reemplazo de equipo, sumados a la pérdida de ingresos durante la interrupción de servicio.

- **Reputación.** Las empresas de los servicios públicos pierden la confianza de sus usuarios debido a las fallas de ciberseguridad, esto puede afectar la capacidad de operar de manera adecuada la compañía.

- **Perdida de Beneficios.** Los minutos que se pueden llegar a acumular en las interrupciones del servicio disminuyen los ingresos que entran en la compañía, puesto que los usuarios pueden optar por tomar otra opción de servicios, si en dado caso las compañías ofrecen servicios a sus usuarios los cuales no llegan a cumplir, estas estarán en la obligación de pagar grandes multas por no entregar el servicio ofrecido. [39]

10.2. Seguridad informática de las subestaciones digitales en las Redes Inteligentes

La ciberseguridad en las subestaciones digitales establece la arquitectura capaz de proteger la información contenida en todos los dispositivos que componen la red, se necesita blindar los diversos canales de comunicación de datos. Estas subestaciones inteligentes hacen uso de la estructura de “tres capas, dos redes ” dicha arquitectura se observa en la figura , este es un marco típico de la red de comunicación en una subestación estos datos se intercambian entre el nivel de la subestación y el nivel de la bahía que son instrucciones de control, información del estado de dispositivos y valores constantes.[74]

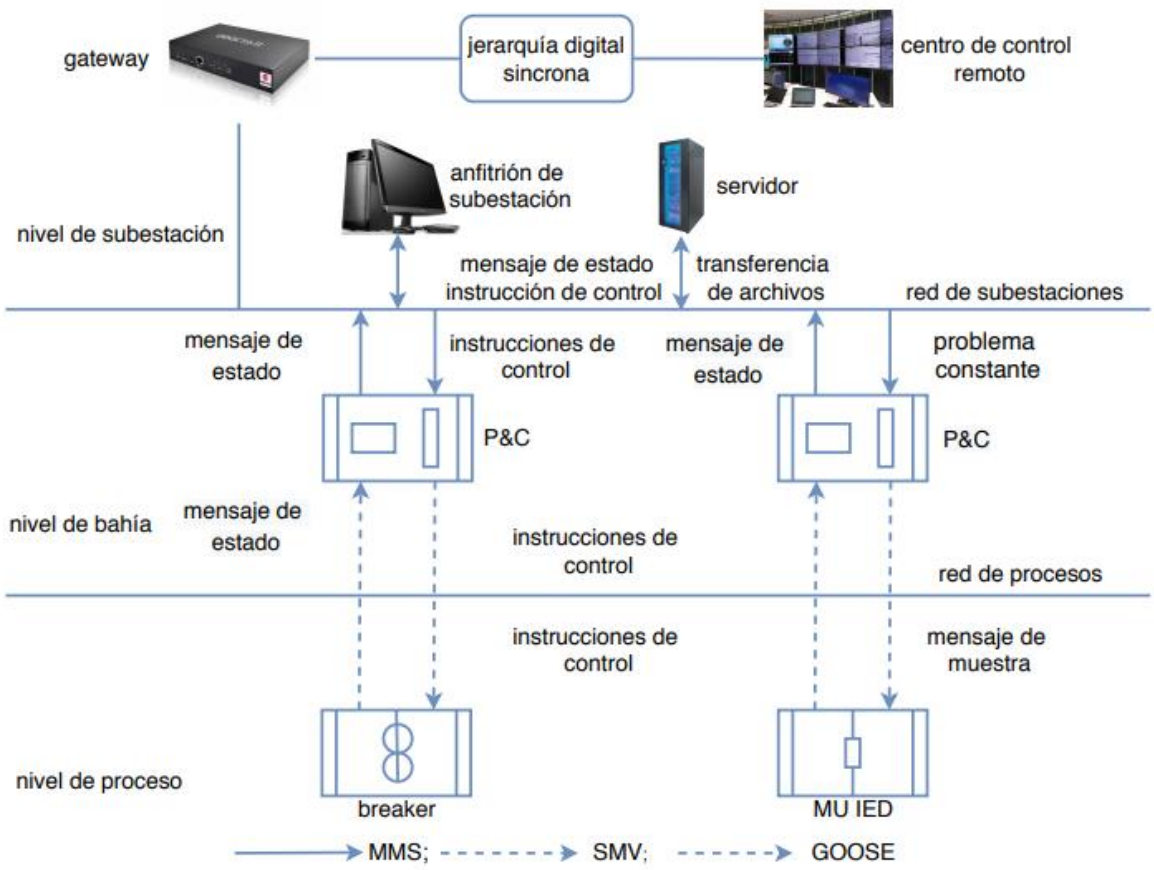


Figura 44. Flujos de datos principales en una subestación inteligente. [74]

Actualmente la red eléctrica en muchas regiones cuenta con equipos antiguos, estos sistemas también deben ser integrados dentro de la gestión de la ciberseguridad contemplando las técnicas de planeación, control, medición y mejoras constantes de la seguridad informática, la tabla muestra los estándares de seguridad recomendados por el NIST para las Smart Grids. [75]

NORMA	TITULO	APLICACIÓN
IEEE 1711	Estándar de prueba de un protocolo criptográfico para la seguridad cibernética de subestaciones de enlaces seriales	Subestaciones eléctricas
IEEE 1686	Seguridad para dispositivos electrónicos inteligentes	Sistema eléctrico
NERC CIP 002-009	Seguridad cibernética identificación de activos críticos	Sistema eléctrico

NORMA	TITULO	APLICACIÓN
IEC PAC 62559	Metodología intelligrid para el desarrollo de requerimientos de sistemas eléctricos	Sistemas eléctricos
OPC-UA Industrial	OPC Unified Architecture	Sistemas de automatización
Security Profile for Advanced Metering Infrastructure v 1.0	Perfil de la infraestructura de medición avanzada	Sistemas de adquisición de datos
DHS Cyber Security Procurement Languaje for Control Systems	Lenguaje de adquisición DHS de seguridad cibernética para sistemas de control	Sistemas de control
NIST SP 800-82	Guía para sistemas de control industrial de seguridad	Sistemas de control y de adquisición de datos
ISA SP100	Estándar industrial de redes inalámbricas	Sistemas de control inalámbrico
ISA SP 99	Automatización industrial y de seguridad de sistemas de control	Automatización y sistemas de control
IEC 62351 Parte 1-8	Sistemas de gestión de energía e intercambio de información asociada	Sistemas de información y de comunicaciones (dispositivos)
NISTIR 7628 vol. 1,2 y 3	Directrices de seguridad cibernética para el Smart grid	Red eléctrica inteligente (Smart grid)
NIST SP 800-53	Guía para la evaluación de controles de seguridad en los sistemas de información federal y organizaciones	Organizaciones y sistemas de información federal
ISO 27000	Sistema de gestión de la seguridad de la información	Sistemas de información de organizaciones públicas o privadas
NIST FIPS 140-2	Requerimientos de seguridad para módulos criptográficos	Sistemas de información
OASIS WS	Estándares de seguridad OASIS	Servicios web

Tabla 31. Estándares de Seguridad Cibernética para Smart Grids recomendados por el NIST[75]

10.2.1. Digitalización en el Mantenimiento de Equipos

Uno de los énfasis de las nuevas tecnologías se basa en la necesidad de alargar la vida útil de los distintos dispositivos utilizados en la industria, para lo cual se necesita realizar tareas de mantenimientos y/o actualizaciones de los distintos equipos.

En las subestaciones digitales se realizan tareas de mantenimiento preventivo lo que reduce las labores de mantenimiento correctivo. La transformación digital de los sistemas ha permitido que la información obtenida en tiempo real del sistema se utilice para crear estrategias de mantenimientos predictivo de esta manera se puede reducir costos en mantenimientos.[69]

10.2.2. Análisis de Información

Las subestaciones eléctricas son vulnerables a presentar fallas en cualquier momento de su vida útil, esto se puede mitigar con herramientas que evalúen estas amenazas. El uso de sensores y el IoT permite evaluar de manera exhaustiva los puntos más críticos de los sistemas.

Los sistemas eléctricos que ya llevan un tiempo considerable en uso son más propensos a presentar fallas relacionadas con la temperatura, humedad, contaminantes externos y el factor de carga. A estas variables se les puede realizar un seguimiento haciendo uso de sensores que se encargan de arrojar mediciones precisas del comportamiento del sistema. Comúnmente los sensores son instalados en la conexión de barras colectoras o los conductores dentro de los conmutadores, paneles de control o transformadores. Estos sensores se comunican por medio de diversas tecnologías de redes de comunicación entre ellas las redes inalámbricas usadas ampliamente por su practicidad y ahorro en costos, la información obtenida viaja a través de estas redes de comunicación llegando de manera eficaz a aplicaciones de gestión alojadas localmente o en la nube.[69]

La comunicación entre los distintos dispositivos en las subestaciones eléctricas se realiza basado en las normas presentadas en la tabla 31, las aplicaciones de gestión garantizan tener información constate de todo el sistema, si en algún momento se presenta una anomalía, se emiten las alarmas que llegan hasta los dispositivos móviles, de esta manera los equipos de mantenimiento entran en función evitando daños mayores en el sistema.

NORMA	APLICACIÓN
IEC 61850	Norma que maximiza el tiempo productivo de las subestaciones
IEC 62351	Norma para protocolos de comunicación segura
IEC 27002, IEC 27019	Sistemas de información general, soluciones, incluyendo las soluciones en la nube
IEC 62443	Dispositivos de la subestación como (HMI, relés, RTU) y sistemas de control asociados

Tabla 32. Normas para la Comunicación en las Subestaciones Digitales.[69]

11. SUBESTACIONES DIGITALES A NIVEL MUNDIAL CASOS DE ÉXITO.

Esta sección presenta los casos de éxito a nivel mundial en el desarrollo de subestaciones digitales.

11.1. Argo 1

Sistema Digital Integrado proporcionado a Argo Energía Sao Paulo Brasil, este es un conjunto completo de soluciones de software de gestión de activos, mejorando la eficiencia y estabilidad de la nueva red de transmisión del país.

El proyecto cubre las ciudades de Maranhão, Piauí y Ceará, esto permitirá un mayor flujo de energía que beneficiará a un aproximado de 19 millones de usuarios, esta red integra la generación eólica en estos estados, el proyecto aumentará la calidad y la estabilidad del sistema eléctrico Brasileño, este proyecto se gestiona por parte de la empresa ABB y cuenta con la última solución en software que ofrece la empresa.

La infraestructura cuenta con 1150 Km de líneas de transmisión, a lo largo cuenta con subestaciones de potencia y transformadores, cuenta con software como MicroSCADA Pro Historian SDM600 en dos centros de control ubicados en Piauí y en la sede de Argo Energía en Sao Paulo. Además de proporcionar control, gestión de activos y ciberseguridad, facilitando la acción de monitorear y analizar continuamente el rendimiento de la red.[76]

11.2. Litgrid

Desarrollo de la primera subestación digital en países bálticos esta empresa opera una red de transmisión de 7000 km de líneas eléctricas en el país de Lituania. Dado que la línea eléctrica funciona desde los años 70 se realizó la renovación de todo el equipo de la red, digitalizando la subestación de transformación de Vidiškės en la región de Ukmergė.

El proyecto inicio desde 2012 en el cual se reconstruyo la subestación de transformación de Vidiškės que tenía un funcionamiento de más de 35 años, la finalidad de escoger esta subestación para realizar la transformación fue por su poco uso lo que facilito realizar pruebas sin afectar de manera significativa el flujo eléctrico a los usuarios.

La transformación de convencional a digital se realizó mediante la implementación de un bus de proceso intercambiando datos entre el equipo RPA mediante el envío de mensajes GOOSE según el protocolo IEC 61850. Las mediciones de corriente y tensión se digitalizaron por la Merging Unit para su posterior envío al equipo RPA conforme a la norma IEC 61850-9-2 (flujo de datos de sampled valued), la norma nacional vigente en el país también estableció:

- Los circuitos secundarios en los transformadores de medición de corriente y tensión de cada conexión y las señales de proceso tenían que conectarse a los relés mediante merginf units y unidades de control de conmutadores, haciendo uso de la fibra óptica como se establece en IEC 61850.

- Las merging units y las unidades de control de conmutadores usadas para la medición de corriente y tensión de las conexiones y la digitalización de las señales de proceso, tienen que instalarse dentro o fuera de un armario de terminales temporal en la zona abierta de la subestación de 110 Kv.[77]

11.3. Glitre Energi Nett

Esta compañía en una alianza con siemens entrego los parámetros para desarrollar la subestación digital con aplicaciones de IoT dentro de los requerimientos están:

- Adaptación del sistema de automatización y protección de subestaciones en Noruega haciendo inclusión de la conectividad IoT
- Consolidación, visualización y análisis de datos de cuadricula en la nube de MindSphere.
- Opciones de desarrollo durante el desarrollo del proyecto.
- Digitalización total de los activos de la red optimizando su eficiencia general.

El desarrollo en conjunto de esta subestación se realiza con el fin de pilotar el análisis y aplicaciones de IoT para las redes eléctricas. Dentro de las especificaciones de la subestación digital los dispositivos de automatización y protección Siprotec listos para aplicación IoT y los dispositivos de automatización Sicam se conectarán a través de OPC UA PubSub, este es un protocolo de comunicación estándar abierto, a MindSphere, el sistema operativo basado en la nube de Siemens para IoT. La aplicación de la nube del tablero de Siprotec hará que los datos previamente inaccesibles estén totalmente disponibles de manera que procese los datos de la cuadricula por primera vez en la nube con cero esfuerzo de ingeniería.

Esta solución cumple con los estándares de ciberseguridad más estrictos, permitiendo autenticar la autenticación y el cifrado de extremo a extremo basado en certificados. De modo que la fiabilidad aumenta, optimiza la eficiencia del sistema y mejora la seguridad de la red eléctrica.

La necesidad de integrar la red eléctrica tradicional con las IoT nace de la creciente demanda de vehículos eléctricos en el país noruego, que a su vez trae consigo una la construcción de una robusta red de carga por todo el territorio nacional. Estas condiciones también permiten apuntar a los operadores de red a tener los beneficios que trae consigo las subestaciones digitales de última generación.

El alcance de siemens abarca el sistema de visualización Sicam SCC, el controlador Sicam A8000 y los dispositivos de protección y control Siprotec 5. Esta subestación está diseñada

con mini sensores inalámbricos encargados de recopilar la información de la temperatura de los componentes del circuito eléctrico.

Para la comunicación en esta subestación se utilizan redes de estaciones IEC 61850 junto con la comunicación OPC UA PubSub para conectarse al tablero Siprotec de la aplicación IoT con tecnología de MindSphere.[78]

11.4. E. ON

Este proyecto realizado en Alemania cuenta con 2500 subestaciones eléctricas con tecnología digital, distribuidas para el servicio de los cuatro operadores de red del país: Avacon, Bayernwerk, E. DIS y Hansewerk.

Se busca que la implementación de estas subestaciones digitales permita monitorear y controlar cualquier evento que se presente en la red eléctrica desde un centro de control, de manera que se garantice la seguridad y el suministro de energía eléctrica.

Las redes inteligentes deben está en la capacidad de trabajar de manera bidireccional integrando las energías renovables. Para esto se requiere tener información detallado de la red a lo largo de toda la trayectoria, cuidando minuciosamente las fluctuaciones de voltaje que deben estar dentro de un rango definido y de la misma manera no se debe sobrepasar el flujo de corriente.

El proyecto busca que los operadores tengan mayor facilidad para acceder a las estaciones de línea que lleguen a presentar algún tipo de falla, y mediante los centros de control poder limitar y eliminar fallas en secciones de línea individuales en un espacio de tiempo muy corto.[79]

12. CONCLUSIONES

Las subestaciones digitales como componente integral de la red eléctrica cumplen un rol importante en el suministro de energía eléctrica, ya que su propósito es recopilar datos importantes de toda la red eléctrica. Esto implica que las subestaciones eléctricas digitales ahora cumplirán con una labor de comunicación de datos de energía, propiciando la creación de nuevos valores agregados a estos sistemas.

Como bien se menciona en este articulo los beneficios que brinda la digitalización de las subestaciones eléctricas son diversas entre ellas encontramos:

- Reducción de costos que se deriva de la disminución de cableado para su funcionamiento, esto conlleva a menores tiempos de instalación y menor tamaño de las infraestructuras.

- Las subestaciones digitales permiten integrar métodos de comunicación eficientes gracias a la facilidad de combinar equipos de distintos fabricantes gracias a el estándar IEC 61850.

- Mayor respuesta a las fallas que pueden suceder en las subestaciones entregando información mucho mas precisa de las anomalías.

- Medidas de seguridad mucho mejores para el personal de sitio ya que la información obtenida de la subestación llega por medio de protocolos de comunicación.

- La integración de sistemas de comunicación reduce significativamente el uso de lógica cableada en las infraestructura.

Se debe tener en cuenta que la implementación de las subestaciones digitales requiere un esfuerzo grande por parte de las empresas del sector eléctrico, ya que será necesario personal con mayor capacitación en temas relacionados con redes de comunicación y ciberseguridad.

El internet de las cosas para las subestaciones digitales va dirigido hacia una operación de red más confiable, donde los datos se recopilan y se transmiten a nubes industriales para su posterior evaluación y análisis de esta información. Estas acciones permiten desarrollar estrategias que creen valores agregados, generando soluciones rápidas y eficientes para el mantenimiento de los sistemas y operación de la red.

Los nuevos sistemas energéticos cambiaran el rol de los actores dentro de la red eléctrica y las responsabilidades de las empresas del sector, los prosumidores se convierten en operadores de los sistemas de distribución mediante la implementación de sistemas de generación a partir de las energías renovables, mejorando la participación de los usuarios y un mejor uso de los recursos.

La implementación de subestaciones eléctricas digitales en el país ha tenido poco desarrollo debido a que aun no se generan fuertes estrategias de mejora para las infraestructuras actuales, esto genera incertidumbre entre las empresas del sector, sin embargo, este retardo en la modernización puede ser admisible dentro de los planes actuales de desarrollo energético para el país.

El país cuenta con subestaciones eléctricas con una cantidad de años de servicio considerable, lo que hace propicio que las empresas del sector eléctrico inicien un proceso de modernización en donde se contemple la utilización de tecnología de punta.

BIBLIOGRAFIA

[1] J. Manuel and S. Sanz, “Subestaciones eléctricas,” pp. 1–100.

[2] L. P. Alcantar, “Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas,” no. October, p. 194, 2015, doi: http://dx.doi.org/10.4135/9781849208574.

[3] J. L. Altamirano Pérez, “DISEÑO DEL NUEVO LABORATORIO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DE UNA ALIMENTACIÓN

INDEPENDIENTE PARA EL LABORATORIO DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTE DE LA EMPRESA ECUATRAN S.A.," pp. 1–207, 2011.

[4] P. J. G. Mar and L. E. D. Vidal, "Descripcion Y Funcion Del Equipo De Una Subestacion Electrica," p. 68, 2011.

[5] S. Blindadas, "Documento de informacion de riesgos," vol. 2, 2016.

[6] E. Polit, "Diseño técnico-económico de una subestación eléctrica GIS en entorno urbano."

[7] C. R. C. A. Osorio Patiño William, "MANUAL PARA LA OPERACION DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON NIVELES DE TENSIÓN 115 kV, 33 kV Y 13,2 kV," *ABA J.*, vol. 102, no. 4, pp. 24–25, 2017, doi: 10.1002/ejsp.2570.

[8] TECSUP, "Sistema Eléctrico De Potencia," *Unidad 1*, pp. 1–18, 2015.

[9] RETIE, "RETIE resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes," *Resoluc. 90708*, p. 127, 2013.

[10] CDEC SIC, "Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones en Aire (AIS) del Sistema de Transmisión Nacional del SIC CDEC SIC," 2016.

[11] M. N. Granada, "Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia," *Rev. la Maest. en Derecho Económico*, vol. 6, no. 6, pp. 293–316, 2013.

[12] J. I. Hurtado, "Cronología del sector eléctrico colombiano," *Rev. Santander*, vol. 9, pp. 56–77, 2014.

[13] M. C. Arango, "Panorama Energético de Colombia," 2017. [Online]. Available: https://www.as-coa.org/sites/default/files/Garron_Mauricio_CAF.pdf.

[14] M. Garrón, "Panorama Energético de Colombia," p. 18, 2017.

[15] UPME, BID, EMCALI, EPSA, Universidad del Valle, "Smart Grids Colombia Visión 2030. Parte IV Anexo 9. Metodología para la evaluación de proyectos pilotos 'Smart Grid' en Colombia," p. 273, 2016.

[16] Unidad de Planeación Minero Energética. Ministerio de Minas y Energía. Colombia., *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia Integración de las energías en Colombia*. 2012.

[17] Unidad de Planeación Minero Energética, "Plan de expansión de referencia generación -transmisión versión preliminar," *Minist. Minas y Energía*, pp. 1–343, 2017.

[18] C. DE Energética Occidente-ceo, "Evolución de las 24 empresas analizadas," 2010.

[19] Xm, "Líneas de transmisión por agentes operadores," *XM,lineas Transm. Colomb.*, p. 2015, 2015.

[20] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Zonas No Interconectadas," 2003. [Online]. Available: http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/ley_0855_2003.htm.

[21] XM, "Redes SIN." [Online]. Available:

http://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/redes-sistema-interconectado-nacional.aspx.

[22] (SIEL) Sistema de informacion Eléctrico Colombiano, “Consultas Estadisticas.,” *Cobertura de Energía Eléctrica a 2015.*, 2016. [Online]. Available: http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaIntercontecadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx.

[23] EEC, “Empresa de Energía de Cundinamarca,” pp. 1–106, 2013.

[24] E. D. M. S. A. E.S.P, “Informe de Gestión 2017,” 2017.

[25] B. Alto, G. Nacional, and D. Celular, “SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMSA,” no. 044, 2016.

[26] T. M. TORRES ULLOA, “RECOPILACIÓN Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN DE UN GRUPO DE SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EBSA PARA LA EVALUACIÓN Y EL ANÁLISIS DE ACTUALIZACIONES Y MANTENIMIENTO,” pp. 1–14, 2017.

[27] S. A. Hurtado Avella, “DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES CON SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL PROPIEDAD DE LA EBSA,” vol. 2002, no. 1, pp. 35–40, 2016, doi: 10.1109/ciced.2018.8592188.

[28] E. D. E. E. D. E. B. S. A. E. S. P, D. Técnica, and D. E. G. D. E. Energía, “Informe Ejecutivo de Gestión Empresa de Energia de Boyaca,” pp. 1–41, 2013.

[29] B. M. Quintana, “Estado Del Arte De Las Redes Inteligentes ‘Smart Grid,’” 2012.

[30] V. A. Gómez, C. Hernández, and E. Rivas, “Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid),” *Inf. tecnológica*, vol. 29, no. 2, pp. 89–102, 2018, doi: 10.4067/s0718-07642018000200089.

[31] “El reto del Smart Grid Contar con Alternativas Nuevas o Poco Exploradas.pdf.”

[32] G. Ramirez and PGGA, “ABB Retrofits & Subestaciones Digitales 2018,” *Rev. ABB*, p. 82, 2018.

[33] B. Andrea, “Smartcity Málaga Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro.”

[34] “Subestaciones Digitales Cambiando el Concepto de Automatización.pdf.”

[35] J. C. López Vásquez, “Estudio de la situación actual de las Smart Grids,” pp. 55–71, 2016.

[36] A. Leonardi, K. Mathioudakis, A. Wiesmaier, and F. Zeiger, “Towards the Smart Grid: Substation Automation Architecture and Technologies,” *Adv. Electr. Eng.*, vol. 2014, pp. 1–13, 2014, doi: 10.1155/2014/896296.

[37] M. V. Herrera García, “DESCRIPCIÓN DE REDES INTELIGENTES (SMART GRIDS) Y SU APLICACION EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA,” 2013.

[38] J. R. Paredes and S. H. Lee, “Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles,” *Banco inteamericano Desarro.*, pp. 1–81, 2012.

[39] H. Smart and I. Work, “Powering an ‘Always On’ World.”

[40] H. Olovsson, S. Lejdeby, and T. Pero, “Evolución de las subestaciones,” *Transform. y Sube.*, p. 34, 2008.

[41] PTI, “¿Cómo migrar hacia la subestación digital?,” *Blog*, 2019. [Online]. Available: https://www.pti-sa.com.co/es/blog/80-digitalizacion.

[42] E. Pérez-López, “Los sistemas SCADA en la automatización industrial,” *Rev. Tecnol. en Marcha*, vol. 28, no. 4, p. 3, 2015, doi: 10.18845/tm.v28i4.2438.

[43] C. Lozano and C. Romero, “Introducción a SCADA,” p. 30, 2011.

[44] A. Padua Mtjo, “Introducción al HMI,” 2015.

[45] G. L. Cossio M, “Interfaz Hombre-maquina,” 2012.

[46] S. Versi, “de automatización de subestaciones Control de aprobaciones : Guía de conceptos , características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones Tabla de Contenido,” pp. 1–61.

[47] R. Real, “Integración de dispositivos electrónicos inteligentes en smart grid,” 2016.

[48] F. R. Toranzo, J. Antonio, and R. Rivas, “‘Red Wan,’” p. 6, 2003.

[49] D. N. BALLESTEROS LÓPEZ, “CLASIFICACIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS DE PERTURBACIONES DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ISA,” 2008.

[50] M. Lozano, A. Carlos, A. Castro, P. Ramírez, and L. Sindy, “Unidades de medición fasorial,” pp. 66–74, 2012.

[51] Ghio M. Gina, “Sistema de Posicionamiento Global (GPS):,” *Soc. Espec. Latinoam. en Percepción Remota y Sist. Inf. Espac.*, p. 94, 2008.

[52] S. Meier, “ABB - Digital Substation Introduction,” no. October, 2017.

[53] M. Unterweger, “Digital Substations - their significance and benefits,” 2017.

[54] “Subestación digital _ Temas de energía _ Siemens Sitio web global de Siemens.” .

[55] O. Harari, “Abb Digital Transformation,” 2017.

[56] “Sistema de control integral de subestación IEC 61850 con capacidad inalámbrica y tecnologías IoT • SMARTGRIDSINFO.” [Online]. Available: https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-sistema-control-integral-subestacion-iec-61850-capacidad-inalambrica-tecnologias-iot.

[57] CARONI RIVER GROUP, “Automatizacion de subestaciones electricas con la Norma IEC 61850.”

[58] F. De Ciencias, A. Calderón, S. Dámaris, V. Rebaza, and J. Carlos, “Automatizacion de la Subestacion Electrica Jesus de 138 Kv Arequipa a Través del Protocolo de Comunicacion IEC 61850,” *Lexus*, vol. 4, no. None, p. 37, 2007.

[59] V. D. Salazar Santos, “Propuesta de Automatización de una Subestación Eléctrica Utilizando el Protocolo IEC-61850,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2015, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.

[60] I. F. Rivadeneira Astudillo, “Análisis de protocolos de comunicación para la

Automatización de Subestaciones de Transmisión Eléctrica," p. 137, 2005.

[61] Fabelec, "Revista ElectroIndustria - Protocolo DNP3," 2015. [Online]. Available: http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=804&edi=45&xit=protocolo-dnp-3.

[62] "Protocolo Modbus," 2015. [Online]. Available: http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/11676/fichero/Volumen+1%252FAnexo.pdf.

[63] M. Adamiak, D. Baigent, G. E. Digital, E. Ralph, and M. Sisco, "61 IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations: An Overview for Users IEC," pp. 61–68, 2009.

[64] P. Iec-, "Capítulo 4 Consideraciones sobre el Protocolo," 2005. .

[65] E. J. Molina Ochoa and O. D. Flórez Cediel, "Aplicación del Estándar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones Eléctricas para Subestaciones de Alta Tensión," *Revista Clepsidra*, vol. 5, no. 9, pp. 53–59, 2009.

[66] D. G. Unleashed and S. Electric, "IoT La oportunidad de conexión total," pp. 1–30.

[67] D. E. Sánchez, J. D. Molina, and J. A. Zapata, "Internet de las Cosas (IoT) asociado a la transformación digital del sector eléctrico," pp. 38–44, 2018.

[68] UNE NP, "Primera Norma internacional ISO para Internet de las cosas," 2018.

[69] "La Transformación Digital de la Media Tensión." [Online]. Available: https://blogespanol.se.com/gestion-de-la-energia/2019/08/13/la-transformacion-digital-de-la-media-tension/.

[70] "The network of data acquisition in a digital substation | EEP." [Online]. Available: https://electrical-engineering-portal.com/network-data-acquisition-digital-substation.

[71] C. O. N. Neira and G. López, "Proyecto IEC 61850, redes de comunicación y sistemas en subestaciones eléctricas," vol. 2, no. 2, pp. 127–129, 2010, doi: 10.1007/BF01398676.

[72] A. C. Fernández Aviles, "El Protocolo Iec 61850 En La Automatizacion De Subestaciones," p. 236, 2015.

[73] C. Gajardo, "Tecnologias y Protocolos Para la Automatizacion de Subestaciones.pdf," 2017.

[74] J. Zhang, J. Li, X. Chen, M. Ni, T. Wang, and J. Luo, "A security scheme for intelligent substation communications considering real-time performance," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 948–961, 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0498-5.

[75] Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias - INEEL, "Seguridad informática para redes inteligentes," *Boletín IIE*, pp. 163–164, 2012.

[76] "La solución digital integrada de ABB contribuye a la expansión del sistema eléctrico brasileño." .

[77] P. Raila, "Litgrid desarrolla la primera subestación digital en los países bálticos.," pp. 40–42, 2012.

[78] "Siemens construirá una subestación digital con aplicaciones de IoT de red para Glitre Energi Nett _ Prensa _ Empresa _ Siemens." [Online]. Available:

https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-build-digital-substation-grid-iot-applications-glitre-energi-nett.

[79] “La compañía E. ON.” .