

**TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y  
AUTOMATIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA**



**RAFAEL LEONARDO CORZO TORRES  
CARLOS JULIÁN POVEDA SÁNCHEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA**

**2016**

**TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y  
AUTOMATIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA.**

**RAFAEL LEONARDO CORZO TORRES**

**CARLOS JULIÁN POVEDA SÁNCHEZ**

Monografía como requisito para optar el título de Especialista en:

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Director:

Gabriel Ordóñez Plata

**Doctor en Ingeniería Industrial: Área Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS**

**ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA**

**BUCARAMANGA**

**2016**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar a Dios, por sus grandes bendiciones.

A nuestros familiares, por su apoyo incondicional y permanente.

Y a los profesores quienes incondicional y profesionalmente aportaron con sus conocimientos y experiencia.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	16
1. MARCO CONCEPTUAL Y EVOLUCIÓN DE LAS SMART GRID.....	21
1.1. PREAMBULO DE LAS REDES ELÉCTRICAS.....	21
1.2. INICIATIVAS MUNDIALES.....	24
1.3. NECESIDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	26
1.4. DEFINICIONES DE SMART GRID.....	27
1.5. BENEFICIOS, ROLES Y RESPONSABILIDADES DE LAS SMART GRIDS.....	32
1.6. PARTICIPANTES EN UN PROYECTO SMART GRID.....	35
1.7. SMART GRID EN COLOMBIA.....	37
2. COMUNICACIONES Y TECNOLOGÍAS SMART GRIDS.....	39
2.1. INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN DE LA SMART GRID.....	39
2.2. TOPOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN.....	41
2.3. CANALES DE COMUNICACIÓN.....	43
2.3.1. Comunicación por cable.....	43
2.3.2. Fibra óptica.....	44
2.3.3. Comunicación por portadora de línea de potencia (Power Line Carrier - PLC).....	44
2.3.4. Sistema a base de sistemas de telefonía.....	45
2.3.5. Comunicación inalámbrica.....	46
2.4. ARQUITECTURA DE LA RED DE COMUNICACIÓN.....	48
2.4.1. TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN.....	51
2.4.1.1. REDES HAN.....	52
2.4.1.2. REDES NAN/ MAN/WAN.....	53
2.4.1.3. Comparación entre tecnologías de comunicación.....	56
3. AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	63
3.1. CAPACIDADES DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	63
3.1.1. Reconfiguración de red automática.....	64

3.1.2. Optimización de tensión potencia reactiva (Volt/VAR).....	64
3.1.3. Localización de fallas .....	64
3.1.4. Detección de conductores caídos .....	65
3.1.5. Integración confiable de generación distribuida.....	65
3.1.6. Acceso centralizado de ingeniería, análisis de eventos e integración en sistemas de administración de energía (EMS) .....	65
3.2. CATEGORIZACIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	66
3.2.1 Nivel 0. Elementos primarios. Transformadores de medida con interfaz digital .....	68
3.2.2. Nivel 1. Dispositivos .....	70
3.2.3. Nivel 2. Subestación (IED) .....	72
4. SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL EN SMART GRIDS .....	81
4.1. SINCRÓFASORES.....	82
4.1.1 ARQUITECTURA .....	82
4.1.2 UNIDADES DE MEDICION FASORIAL (PMU) .....	83
4.1.4. CANALES DE COMUNICACIÓN.....	85
4.1.5. APLICACIONES .....	85
4.1.5.1 Online (Aplicaciones en tiempo real) .....	86
4.1.5.2 Aplicaciones en tiempo no-real (Off-line) .....	89
4.2. NORMAS Y ESTANDARES.....	90
4.3. DESARROLLO DE MEDICION FASORIAL A NIVEL MUNDIAL .....	91
5. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (DMS).....	96
5.1 ESTRATEGIA DE SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	96
5.2 SISTEMAS EN CENTROS DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN.....	99
5.2.1 Sistema de gestión de Interrupciones (OMS).....	100
5.2.2. Sistema de Información Comercial (CIS) .....	101
5.2.3. Sistema de Información Geográfica (GIS).....	101
5.2.4. Sistema de gestión de activos (AMS) .....	102
5.2.5 Sistema de gestión de trabajos (WMS) .....	102
5.2.6. Infraestructura de medición avanzada (AMI) .....	102
5.3 FUNCIONES DMS .....	103
6. CONCLUSIONES .....	106
BIBLIOGRAFIA.....	108

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Red eléctrica convencional .....	22
Figura 2. Modelo conceptual de una Smart Grid.....	29
Figura 3. Beneficios socio-económicos, ambientales y técnicos de las Smart Grids.....	32
Figura 4. Roles y responsabilidades de una Smart Grid.....	34
Figura 5. Actores de una Smart Grid.....	37
Figura 6. Smart Grid en Colombia.....	38
Figura 7. Infraestructura de una Smart Grid.....	40
Figura 8. Aplicaciones por telefonía .....	46
Figura 9. Modelo de referencia Smart Grids .....	49
Figura 10. IEC TC 57 y las Smart Grids.....	50
Figura 11. Arquitectura de una red Smart Grid .....	51
Figura 12. Tecnologías importantes en una red HAN .....	53
Figura 13. Tecnologías comunes HAN-WAN.....	55
Figura 14. Tecnologías inalámbricas.....	56
Figura 15. Niveles de la automatización de la distribución.....	66
Figura 16. Arquitectura de una subestación automatizada .....	67
Figura 17. Operación del Reconectador.....	71
Figura 18. Familia de Relés Relion de ABB .....	73
Figura 19. Relé SEL 751 .....	74
Figura 20. Controlador Bahía SICAM BC de Siemens.....	77
Figura 21. Serie RTU 500 de ABB .....	78
Figura 22. Regulador de Voltaje SEL 2431 .....	79
Figura 23. Modelo de una Smart Grid basada en PMU .....	81
Figura 24. Esquema de medición Fasorial.....	83
Figura 25. PMU Típico .....	84
Figura 26. Función PDC.....	85
Figura 27. Arquitectura PMU por SEL.....	93
Figura 28. Arquitectura GE del Sincrofasor.....	94
Figura 29. SCADA + DMS con otros sistemas.....	97
Figura 30. Funciones de cada sistema dentro de DMS .....	100
Figura 31. Funciones OMS.....	101
Figura 32. Funciones DMS.....	104

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación entre una red convencional y una Smart Grid del sistema eléctrico de potencia.....	30
Tabla 2. Comparación de las propiedades de una red convencional y una Smart Grid del sistema de distribución.....	31
Tabla 3. Comparación de aplicaciones PLCC.....	45
Tabla 4. Comunicaciones inalámbricas.....	47
Tabla 5. Modelo OSI Vs Modelo Smart Grid .....	48
Tabla 6. Aplicaciones de los segmentos de una Smart Grid.....	52
Tabla 7. Comparación de Tecnologías de comunicación Smart Grid .....	57
Tabla 8. Desarrollo de los sistemas PMU en el mundo.....	91
Tabla 9. Coordinación entre OMS y DMS e Integración AMI y DMS .....	99
Tabla 10 Funciones DMS .....	105

## LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

<b>ADSL</b>	Asymmetric Digital Subscriber Line (Línea de abonado digital asimétrica ).
<b>ADMS</b>	Advanced Distribution Management Systems (Sistemas de distribución avanzados).
<b>AMI</b>	Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de medición avanzada).
<b>AMR</b>	Automatic Meter Reading (Lectura de medición automática).
<b>AMS</b>	Asset Management System (Sistema de gestión de activos).
<b>CIS</b>	Customer Information System (Sistema de información del cliente).
<b>DA</b>	Distribution Automation (Automatización de la distribución).
<b>DMS</b>	Distribution Management Systems (Sistema de gestión de la distribución).
<b>DR</b>	Demand Response (Respuesta a la demanda).
<b>DSL</b>	Digital Subscriber Loop (Línea de abonado digital).
<b>ETSI</b>	European Telecommunications Standards Institute ( Instituto Europeo de normas de Telecomunicación).
<b>FDIR</b>	Fault Detection, Isolation, and Service Restoration (Localización de falla, aislamiento y restauración).
<b>GIS</b>	Geographical Information System (Sistema de información geográfica).

<b>HAN</b>	Home Area Network (Red de área del hogar).
<b>HDSL</b>	High-Speed Digital Subscriber Loop (Línea de abonado digital de alta velocidad).
<b>IED</b>	Intelligent Electronic Device (Dispositivo electrónico Inteligente).
<b>ISDN</b>	Integrated Services for Digital Network (Red digital de servicios integrados ).
<b>IVR</b>	Interactive Voice Response (Respuesta de voz interactiva).
<b>IVVC</b>	Integrated volt-var control (Control Vol/Var integrado).
<b>MAN</b>	Metropolitan Area Network (Red de área metropolitana).
<b>MDM</b>	Meter Data Management (Sistema de gestión de los datos de medición).
<b>MU</b>	Merging Unit (Dispositivo de acoplamiento).
<b>NAN</b>	Neighborhood Area Network (Red de área de vecindario).
<b>OMS</b>	Outage Management System (Sistema de gestión de cortes).
<b>PMU</b>	Phasor Measurent Units (Unidades de medición fasorial).
<b>PTM</b>	Point-to- multipoint (Punto a multipunto).
<b>PTP</b>	Point-to- point (Punto a punto).
<b>SDLS</b>	Symmetric Digital Subscriber Line (Línea Simétrica Del Suscriptor Digital).
<b>SEP</b>	Power Electric System (Sistemas eléctrico de potencia).
<b>SGCC</b>	State Grid Corporation of China (Corporación estatal de la red eléctrica de China).

<b>WAN</b>	Wide Area Network (Red de área amplia).
<b>WAMS</b>	Wide Area Measurement System (Sistemas de medición de área amplia).
<b>WAMV</b>	Wide-Area Monitoring and Visualization (Visualización y monitorización de área amplia).
<b>WMAR</b>	Wireless Automatic Meter Reading (Lectura automática de contadores inalámbricos).
<b>WMS</b>	Work Management System (Sistema de gestión de trabajos).

# **TÍTULO: TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA\***

**AUTORES:** Rafael Leonardo Corzo Torres, Carlos Julián Poveda Sánchez\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Red inteligente, tecnologías de la comunicación, IED, PMU, DMS.

## **DESCRIPCIÓN:**

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el auge en diversos avances tecnológicos ha impulsado la modernización y optimización en los sistemas eléctricos de potencia desde el inicio del siglo XXI. Esto se ve reflejado en tecnologías, técnicas y prácticas que tienen como objetivos básicos y específicos: la preservación del medio ambiente a través de la implementación de estrategias para el uso frecuente y óptimo de recursos renovables para generación de energía no convencional, reducción/optimización en el uso de recursos no renovables convencionales, y eficiencia, fiabilidad y seguridad en la distribución de energía eléctrica.

Por tal motivo se pensó en la necesidad de diseñar, construir e implementar redes preparadas (inteligentes) o Smart Grids a nivel mundial, como alternativa eficaz para el cumplimiento de estos objetivos.

Esta monografía es un documento donde se plasma este tema de gran interés realizando una breve y concisa descripción de antecedentes, evolución, desarrollo y aplicaciones actuales que ofrecen diversos fabricantes dentro de sus portafolios reconocidos en el sector eléctrico como: ABB, SEL, GE y otros. Todo esto, con el fin de consolidar un documento sobre el estado del arte, que permita proyectar una perspectiva más clara del tema en desarrollo desde enfoques internacionales y nacionales.

---

\* Monografía.

\*\*Facultad de Ingenierías Físico- Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

**TITLE: COMMUNICATION, MEASUREMENT, CONTROL AND AUTOMATION  
TECHNOLOGIES FOR POWER DISTRIBUTION SYSTEMS\***

**AUTHORS:** Rafael Leonardo Corzo Torres, Carlos Julián Poveda Sánchez\*\*

**KEYWORDS:** Smart Grid, Communication Technologies, PMUs, IEDs and DMS.

**DESCRIPTION**

Growth in electricity demand and the rise in various technological advances has driven the modernization and optimization in power systems since the beginning of XXI century. This evolution is reflected in technologies, techniques and practices that have as basic aims and objectives: the preservation of the environment through the implementation of common strategies and optimal use of renewable resources for non-conventional energy generation, reduction / optimization in the use of conventional non-renewable resources, efficiency, reliability and security in the distribution of electricity.

Therefore it was felt the need to design, build and implement prepared grids (Smart) and Smart Grids worldwide, as an effective alternative for meeting the objectives previously mentioned.

This work constitutes a document that captures the topic of great interest making a brief and concise description of history, evolution, development and current applications offered by many manufacturers within their portfolios recognized in the electricity sector as: ABB, SEL, GE or others. All this, in order to consolidate a state of the art document that projects a clearer perspective of the issues in development from international and national approaches.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Systems Specialization Power Distribution. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

## INTRODUCCIÓN

El mundo ha vivido en este siglo un desarrollo inmenso y productivo evidenciado en el consumo energético basado en el aprovechamiento de fuentes de energía de origen fósil principalmente. Estas energías han sido explotadas suponiendo una disponibilidad ilimitada, sin valorar en ningún momento los impactos negativos ocasionados.

La infraestructura eléctrica convencional esta conformada por la generacion, transmisión, distribución y comercialización tiendo en cuenta como fuente de energía base el combustible fosil.<sup>1</sup>

Con esta problemática ya identificada acerca de los impactos negativos consecuentes del uso energético común utilizando como fuente primaria los recursos no renovables, se optó por la implementación de Smart Grids (redes preparadas - inteligentes), basadas en el principio de la gestión de la demanda de energía eléctrica a través de recursos tecnológicos modernos.

*“El término Smart Grid se refiere a una red física que opera y se comunica de forma más eficaz, eficiente y fiable que la red eléctrica convencional. En un marco más integral, implica la generación, transmisión, distribución y consumo de energía como elementos activos del sistema. Incluso el término comprende la*

---

<sup>1</sup> Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA. En línea. Disponible: [http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federaci%C3%B3n%20de%20Entidades%20de%20Innovaci%C3%B3n%20y%20Tecnolog%C3%ADa/SMART\\_GRIDS\\_Y\\_EVOLUCION\\_DE\\_LA\\_RED\\_ELECTRICA.pdf](http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federaci%C3%B3n%20de%20Entidades%20de%20Innovaci%C3%B3n%20y%20Tecnolog%C3%ADa/SMART_GRIDS_Y_EVOLUCION_DE_LA_RED_ELECTRICA.pdf). Consultado el 11 de Febrero del 2016.

*integración de tecnologías de información como elemento esencial en conjunto con la arquitectura de los sistemas de potencia, control y comunicaciones”.*<sup>2</sup>

En la red preparada ( Inteligente) interactúan fuentes tradicionales, generadores distribuidos , vehículos eléctricos y la gestión individual de la demanda. Todos estos componentes se integran en una red de telecomunicaciones que entregan información (estados y condiciones) en tiempo real. Las redes de distribución y transmisión se mantienen como el camino para que los flujos de energía se distribuyan radialmente hacia todos los escenarios de la demanda. El sistema de medición inteligente es una tecnología eficaz que permite optimizar el consumo y la proyección de la demanda.<sup>3</sup>

La automatización de los sistemas de distribución desde el enfoque de medición inteligente es una de las aplicaciones mas importantes de las redes preparadas (inteligentes), porque despiertan interés académico y recopilan una gran cantidad de proyectos ejecutados mundialmente, basados en el principio de la eficiencia, calidad y seguridad en el suministro de la energía eléctrica.

Los avances tecnológicos en el sector eléctrico, ofrecen múltiples beneficios para: 1) Distribuidores, 2) Consumidores finales, 3) Empresas transmisoras y generadoras; ya que a través de este enfoque se cuenta con una infraestructura (redes y medición inteligente) diseñada para satisfacer los nuevos requerimientos de la demanda y la preservación del medio ambiente. Algunos de estos requerimientos son los siguientes: la medición y registro en tiempo real del consumo de la energía eléctrica, la medición local y remota de la demanda, el control local y remoto para la gestión de la demanda, la generación distribuida, la seguridad en el riesgo eléctrico, las tarifas de facturación variable, la

---

<sup>2</sup> SÁNCHEZ MARTÍNEZ, Hugo Fernando y OVIEDO PINZÓN, Andrés Mauricio. Revisión de tecnologías de comunicación en redes de sensores inalámbricos aplicados en Smart Grids.2012 p 13.

<sup>3</sup> MENESES ZAMBRANO Cesar Julián y ZAMBRANO OLARTE Juan Carlos. Estado del arte de los algoritmos de lógica adaptativa de las actividades humanas en el enfoque de las redes inteligentes.2011 p 17.

monitorización de la calidad de energía eléctrica, la eficiencia energética, la disminución de pérdidas negras, etc...

Estos servicios adicionales permitirán incluir al sistema eléctrico energía proveniente de pequeños generadores residenciales e industriales a través del aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (generación fotovoltaica, generación eólica y otras). Todo esto controlado y supervisado por medio de redes de comunicaciones que favorezca la transferencia y gestión de datos entre usuarios y empresas prestadoras de servicios de distribución, transmisión y generación en tiempo real.<sup>4</sup>

La información proveniente de los sensores y dispositivos inteligentes llamados IED en Smart Grid permitirán para la medición, control y supervisión del SEP. Adicionalmente permitirá analizar patrones de consumo de la energía por segmento, que pueden ser utilizados para el diseño y proyección de todo el sistema de potencia, permitiendo automatizar de forma integrada la actividad de distribución.

Una Smart Grid también requiere una infraestructura de comunicación que cumpla con estos requerimientos: respuesta en tiempo real, confiabilidad, escalabilidad y seguridad. La arquitectura de comunicación de Smart Grid está conformada por varios segmentos: red de área del hogar (Home Área Network, HAN), red de área de vecindario (Neighborhood Área Network, NAN), red de área amplia (Wide Área Network, WAN) y red de área metropolitana (Metropolitan Área Network, MAN). Diferentes tecnologías de comunicación cableada e inalámbrica se han propuesto para los diferentes segmentos.

La selección de las tecnologías adecuadas por segmento para su implementación dependen de los escenarios presentes. Por ejemplo, es necesario actualizar la red

---

<sup>4</sup> CORREA SANDOVAL, Diego Fernando; BECERRA MUÑOZ, Bernardo Javier y ARAQUE VILLAMIZAR, Genny, Paola. Smart Metering. Estado del arte de aplicaciones al sector eléctrico. 2013. p. 15-16.

de comunicación del sistema eléctrico introduciendo nuevas tecnologías de comunicación que ofrecen mayor ancho de banda como Bluetooth, ZigBee, PLC, Wifi, Wimax, 4G LTE/GSM entre otras . Sin embargo, para muchas empresas distribuidoras, con infraestructuras que cubren cientos de kilómetros, el costo de este proceso de modernización podría ser un impedimento.<sup>5</sup>

Actualmente se ha desarrollado en varios países el control y monitorización de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a través de medición sincronizada de fasores o tecnología de sincrofasores. Esta tecnología tiene como propósito evitar, controlar y minimizar situaciones de riesgo, crisis y emergencia en los SEP a través de sus múltiples aplicaciones.

La relevancia de estos sistemas de medición radica en que permiten visualizar en tiempo real los fasores calculados sincronizadamente en diversos puntos del sistema. Todo esto es posible a través de las PMU, que se trata de un dispositivo que, mediante la aplicación de una tecnología sincronizada satelitalmente, ofrece nuevas posibilidades para la supervisión, protección, análisis y control de los SEP.<sup>6</sup>

Ahora, la colección de estas aplicaciones (hardware y software) diseñadas para monitorizar y controlar todo el SEP eficiente, fiable y seguramente se recopila a través de un sistema de gestión de la distribución (DMS), que actúa como un sistema de soporte de decisiones para ayudar al personal de operación de sala de control y de campo con el seguimiento y control del sistema de distribución eléctrica. La mejora de la fiabilidad y calidad de servicio en términos de reducción

---

<sup>5</sup> PERALTA, Arturo y AMAYA Ferney. Evolución de las redes eléctricas hacia Smart Grid en países de la región Andina. Revista Educación en Ingeniería. Enero a Junio de 2013, Vol. 8, N°. 15, p. 48-61.

<sup>6</sup> ESPINOSA PICHARDO, José Luis y GARCÍA VELASCO, Gabriela. Diseño e Implementación de una PMU. Tesis en Comunicaciones y Electrónica. México. Instituto Politécnico Nacional. Ingeniería en Telecomunicaciones y Electrónica.2010. p .12.

de las interrupciones, minimizando el tiempo de interrupción, el mantenimiento de la frecuencia y obteniendo niveles de tensión aceptables.

El flujo de datos típico en un DMS tiene: el SCADA del sistema, el almacenamiento y recuperación de información (ISR) del sistema, los sistemas de comunicación (COM), los servidores procesadores Front-End (FEP) y las unidades terminales remotas (RTU).<sup>7</sup>

En este documento, se sintetizan los conceptos generales y específicos del SEP actual dentro del enfoque de las *Smart Grids*, para lo cual se inicia con una introducción y conceptos básicos de la Smart Grid (red preparada - inteligente), que describe las tecnologías y los protocolos que se emplean para las redes de comunicación, posteriormente se nombran algunos dispositivos electrónicos inteligentes comunes para la automatización de la distribución, se expone la importancia de la implementación de unidades de medición fasorial o sincrofasores, y se describen las particularidades de los sistemas de gestión de distribución. Al final del documento se concluye a través de párrafos concisos los conceptos o términos relevantes de la implementación de redes inteligentes o Smart Grid en el SEP.

---

<sup>7</sup> Referencia adaptada y traducida por Autores. Distribution Management System .En línea. Disponible: [https://en.wikipedia.org/wiki/Distribution\\_management\\_system](https://en.wikipedia.org/wiki/Distribution_management_system). Consultado el 11 de Febrero del 2016.

## **1. MARCO CONCEPTUAL Y EVOLUCIÓN DE LAS SMART GRID**

Cuando la electricidad se hizo disponible por primera vez a finales del siglo XIX, era suministrada relativamente por pequeños generadores que servían a un grupo de clientes ubicados cerca de estos. La generación y distribución fueron inicialmente localizadas y aisladas. Sin embargo, la demanda de servicio de electricidad creció rápidamente dando lugar al desarrollo de redes de distribución más y más grandes. Los desarrollos tecnológicos permitieron mejoras tanto en la generación de energía eléctrica, como en la distribución de la misma. Los sistemas eléctricos aislados con el tiempo se convirtieron en sistemas interconectados. Finalmente, la interconexión de los sistemas eléctricos localizados llevó a la consolidación considerable de la industria a finales de la década de 1920.<sup>8</sup>

### **1.1. PREAMBULO DE LAS REDES ELÉCTRICAS**

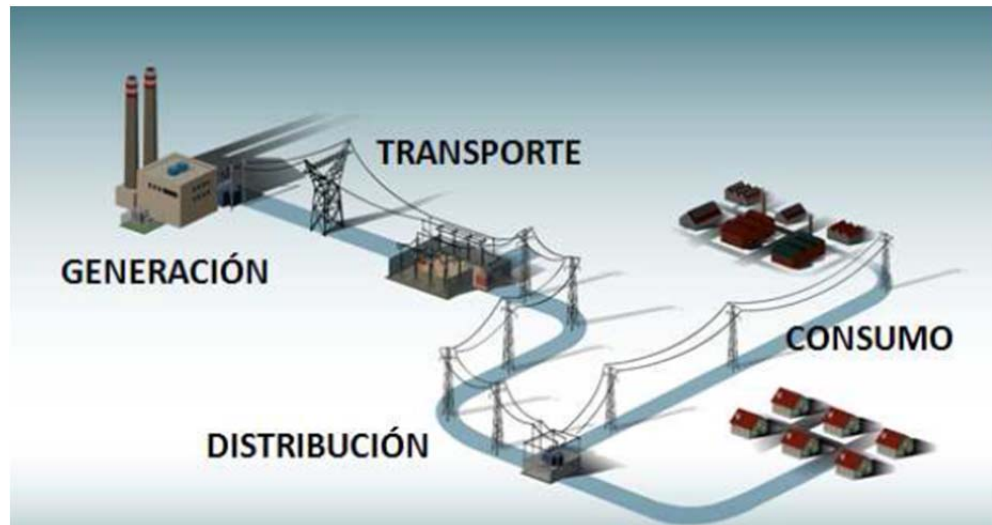
Un sistema eléctrico de potencia convencional y tradicional está conformado por líneas de transmisión, redes de distribución, transformadores, generadores y consumidores finales como se muestra en la Figura 1. Sin embargo las redes actuales están diseñadas y en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado (donde los principales centros de generación de energía eléctrica se localizaban lejos de los consumidores) y actualmente estas deben de ser rediseñadas y repotenciadas para convertirse en redes más efectivas y robustas, de forma que puedan soportar las necesidades futuras (tanto desde el punto de vista de los

---

<sup>8</sup> BORLASE, Stuart. Smart Grids, Infrastructure Technology and Solutions. CRC Press. 2013. Cita adaptada y traducida.

consumidores como de las características de las centrales basadas en energías alternativas).<sup>9</sup>

**Figura 1. Red eléctrica convencional**



**Fuente:** [SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA. Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. 2011].

Desde el inicio del suministro de energía eléctrica, la red eléctrica crece proporcionalmente respecto a su demanda y complejidad debido a las necesidades presentes.

El principio fundamental de la red es producir lo que se consume. Para suplir la potencia demandada se debe de tener un ajuste permanente en la generación, se estima el consumo y se tienen encendidas las plantas necesarias para suplir el posible consumo máximo.

Para lograr este objetivo, la infraestructura eléctrica cuenta con dispositivos sensibles, como sistemas de control, los cuales regulan el sistema y lo mantienen en equilibrio y estabilidad, es decir mantienen la tensión y frecuencia requerida

---

<sup>9</sup> SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA. Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. 2011.

según su uso final y regulación establecida. Por tal razón la inteligencia de la red es esencial, ya que garantiza la entrega correcta de energía eléctrica a los consumidores finales, con un alto nivel de confiabilidad.<sup>10</sup>

Desde el punto de vista ambiental, existe un gran interés de los países en desarrollar políticas y reglamentaciones que incentiven la creación de conciencia social acerca de los impactos y consecuencias que surgen a partir de las fuentes de generación convencionales y el mal uso de la energía eléctrica. Esto presenta un enorme desafío para la industria del sector eléctrico en términos del cambio climático global. De acuerdo con el laboratorio nacional de energías renovables (NREL), *“Las empresas de servicios públicos son presionadas en muchos frentes para que adopten prácticas empresariales que respondan a las preocupaciones del medio ambiente en el mundo”*.

Teniendo en cuenta lo anterior, las tecnologías *Smart Grid* podrían reducir las emisiones de carbono por medio del mejoramiento de la eficiencia, de la respuesta a la demanda y de la gestión de la carga de la red eléctrica. El uso de *Smart Grid* también reduciría al mínimo los costos de generación eléctrica en horas pico. Para conseguir estos objetivos es necesaria la contribución tanto de las empresas encargadas de la gestión de la energía eléctrica como de los usuarios y los gobiernos de cada país.

Otra gran función de la red inteligente, esta relacionada con la predicción de la demanda y la supervisión en tiempo real de las instalaciones de generación, transmisión y distribución, de forma que los sistemas de generación produzcan la energía demandada por los consumidores. Para esta operación se dispone de centros de control que monitorizan el estado de la red y sus parámetros eléctricos a través de una red de telecomunicaciones y dispositivos inteligentes.

---

<sup>10</sup> LEIVA LOPEZ, Erick. SMART GRID: UNA RED ELECTRICA INTELIGENTE. Proyecto eléctrico . Bachiller en Ingeniería Eléctrica. Costa Rica. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. 2010.

Aunque en la actualidad en algunos países las *Smart Grids* se asocian solamente con el despliegue de dispositivos inteligentes con una comunicación entre una entidad de control centralizada, su uso permitiría poner en práctica controles de respuesta a la demanda de la energía eléctrica. Pero ese es sólo uno de los servicios relacionados con las *Smart Grids*. Los medidores inteligentes instalados actualmente por algunas empresas proporcionan funcionalidades muy limitadas y no tienen la capacidad de lograr por sí mismos todos los objetivos deseados relacionados con la implantación de las *Smart Grids*. Sin embargo, una red más avanzada y verdaderamente inteligente, una *Smart Grid 2.0* comprendería otras tecnologías, como la utilización de controles autónomos en el lado de la distribución, la generación y el almacenamiento de energía distribuida y las arquitecturas de potencia flexibles.<sup>11</sup>

## 1.2. INICIATIVAS MUNDIALES

Muchos gobiernos mundiales son proponentes de iniciativas de *Smart Grids*, como una forma rentable de modernizar su infraestructura del sistema de energía al tiempo que permitirán la integración de los recursos energéticos renovables. El desarrollo de la *Smart Grid* también es visto en muchos países como una importante oportunidad comercial /económica para desarrollar nuevos productos y servicios.

**La corporación estatal de la red eléctrica de China (SGCC)** ha lanzado un plan de largo y mediano plazo para el desarrollo de la *Smart Grid*. La SGCC interpreta la *Smart Grid* como:

*"Un sistema de energía eléctrica fuerte y robusto, columna principal con redes de ultra alto voltaje (UHV); basado en el desarrollo coordinado de las redes eléctricas*

---

<sup>11</sup> DÍAZ ANDRADE Carlos Andrés y HERNÁNDEZ Juan Carlos. Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. *Revista S&T*, 2011.

*en los diferentes niveles de tensión; con el apoyo de infraestructura de información y comunicación; caracterizado como un sistema automatizado, interoperable e íntegro entre la electricidad, la información y los flujos de negocio".<sup>12</sup>*

La plataforma tecnológica *Smart Grids* de la **Unión Europea (UE)** ha publicado una visión y estrategia para redes eléctricas de Europa del futuro así:

*"Es vital que las redes de electricidad de Europa sean capaces de integrar todas las tecnologías de baja generación de carbono, así como para fomentar la demanda para jugar un papel activo en la cadena de suministro. Esto debe hacerse mediante la mejora y la evolución de las redes de manera eficiente y económica".<sup>12</sup>*

El **gobierno japonés** a través de sus comités tiene como objetivo discutir los siguientes aspectos técnicos y reglamentarios relacionados a la gran penetración de las energías renovables, especialmente la generación fotovoltaica, en la red eléctrica:

- Ahorros de energía en condiciones de bajo consumo.
- Fluctuaciones de frecuencia.
- Aumento de tensión en líneas de distribución.
- Ahorros económicos por la implementación de la *Smart Grid*.
- Expedición, acceso e interconexión de generación a base de energía renovable no convencional.

En el **Reino Unido (UK)** a través del documento *Smarter Grids: The Opportunity* del Departamento de Energía y Cambio Climático afirma que el objetivo de desarrollar la *Smart Grid* es proporcionar flexibilidad a la red eléctrica actual, permitiendo así una transición rentable y segura a un sistema energético bajo en carbono.<sup>12</sup>

En los **Estados Unidos de América (EEUU)**, se describe:

*"EEUU está apoyando la modernización de las redes de transmisión y distribución de electricidad para mantener una infraestructura confiable y segura que puede satisfacer el futuro crecimiento de la demanda y lograr un mayor uso de la información digital y la tecnología; optimización dinámica de las operaciones de la red y los recursos; despliegue e integración de los recursos distribuidos y generación; desarrollo e incorporación de respuesta a la demanda, recursos de la demanda, y recursos de eficiencia energética; desarrollo de tecnologías "inteligentes" para la medición y las comunicaciones, y automatización de la distribución; integración dispositivos "inteligentes"; despliegue e integración de tecnologías de almacenamiento de electricidad y reducción de la demanda pico avanzadas; disposiciones a los consumidores de información, opciones de control y desarrollo de normas para la comunicación y la interoperabilidad".<sup>12</sup>*

### **1.3. NECESIDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

En los últimos años, las restricciones en el SEP se han ido agravando debido al incremento de la demanda de electricidad, crecimiento demográfico y adquisición masiva de productos que requieren la energía eléctrica como fuente de suministro, estas condiciones exponen las redes eléctricas a fallos y escenarios desfavorables.

La industria eléctrica está decidida a transformar la red centralizada convencional, para ello se ha tomado como inspiración el modelo de Internet, donde el control y la toma de decisiones están distribuidos a través de nodos dispersos a lo largo del sistema, y la información circula de forma bidireccional.<sup>13</sup>

---

<sup>12</sup> EKANAYAKE, Janaka, *et al.* Smart Grid Technology and Applications. Wiley. 2012. Cita adaptada y traducida.

<sup>13</sup> BOAL Jaime. Smart Grid. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad Pontificia Comillas. 2010.

A continuación se mencionan brevemente, algunas de las limitaciones que tiene la red eléctrica actual:

- ✓ **Fiabilidad**
- ✓ **Eficiencia**
- ✓ **Economía**
- ✓ **Medio ambiente**
- ✓ **Competitividad**
- ✓ **Actualización y capacidad**
- ✓ **Limitaciones Térmicas**
- ✓ **Seguridad**

#### **1.4 DEFINICIONES DE SMART GRID**

Existen diversas definiciones relacionadas con las Smart Grids. Es importante destacar que no existe una definición única y aceptada totalmente ni de tecnologías que la integran, porque aún falta mucho por explorar y consolidar. A continuación se describen algunas definiciones de diversas fuentes.

- ✓ *“Cuando hablamos de redes inteligentes no sólo estamos pensando en los actores tradicionales del mercado energético; grandes productores de energía y empresas de distribución, sino también estamos buscando nuevas formas de empoderar a los consumidores. Ofreciendo a los consumidores un mayor control sobre el uso racional de la energía, y también permitiendo que los hogares y empresas emprendan la generación a partir de fuentes renovables (Eólica y solar)”*.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> ETSI. Standardization experts discuss next steps in development of standards for smart energy grids.

- ✓ *“Una red inteligente es una red eléctrica que puede integrar de una manera costo-eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a él (generadores y / o consumidores) con el fin de asegurar el sistema de energía eficiente, sostenible, y con altos niveles de calidad y seguridad. Las redes inteligentes permiten a las empresas y los hogares producir electricidad (por ejemplo - el uso de paneles fotovoltaicos o turbinas de viento) y vender a otros consumidores a través de las redes existentes”.*<sup>15</sup>
- ✓ *“La red eléctrica inteligente se puede definir como la integración dinámica de los desarrollos en ingeniería eléctrica y los avances de las tecnologías de la información y comunicación (o TIC), dentro del negocio de la energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización, incluyendo las energías alternativas); permitiendo que las áreas de coordinación de protecciones, control, instrumentación, medida, calidad y administración de energía, etc., sean concatenadas en un solo sistema de gestión con el objetivo primordial de realizar un uso eficiente y racional de la energía” ,como se describe en la Figura 2.*<sup>16</sup>
- ✓ *“Las Smart Grids son básicamente redes de distribución eléctrica combinadas con modernas tecnologías de información, que proporcionan datos tanto a las empresas distribuidoras de electricidad como a los consumidores, lo que es ventajoso para ambas partes. Por lo tanto, la Smart Grid es más compleja en su funcionamiento que la actual red eléctrica”.*<sup>17</sup>

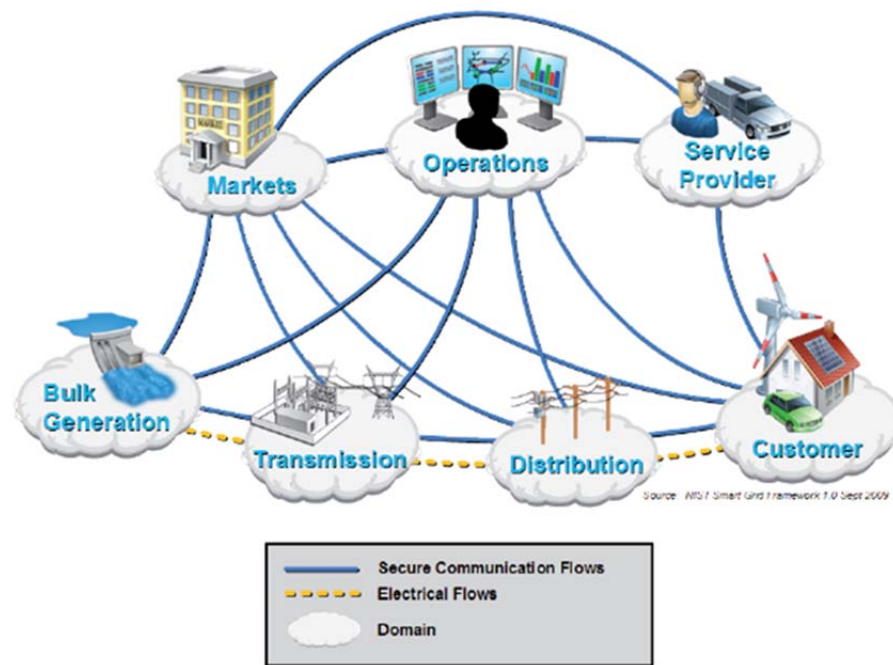
---

<sup>15</sup> CENELEC. Smart grids.

<sup>16</sup> Wikipedia. Red Eléctrica Inteligente.

<sup>17</sup> ENDESA. Smart Grids. En línea. Disponible: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/smart-city/smart-grid](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/smart-city/smart-grid). Consultado el 02 de Septiembre del 2015.

Figura 2. Modelo conceptual de una Smart Grid



Fuente: [DÍAZ ANDRADE Carlos Andrés y HERNÁNDEZ Juan Carlos. Smart Grid: Las TICs y la Modernización de las Redes de Energía eléctrica. Revista S&T, 2011].

- ✓ *“Smart Grid surge como una actualización de red convencional, la idea fundamental es dotar de inteligencia a la red eléctrica, es decir, de mecanismos de control autosuficientes, para mejorar la eficiencia de la red, a través de la integración de tecnologías avanzadas que permitan el censado y adquisición de datos para el control y comunicaciones de la red eléctrica”.<sup>10</sup>*
- ✓ *"Smart Grid es el nombre genérico bajo el cual se están agrupando la mayor parte de los avances tecnológicos que desde hace algunos años se han desarrollado dentro de la actividad de suministro de energía eléctrica. Estos avances tienen en común que, a partir de una mayor integración con las tecnologías de la información y comunicación (TIC), permiten que el sistema pueda satisfacer exigencias aún mayores de calidad, cobertura y*

sostenibilidad ambiental además de brindar a los clientes conectados nuevos servicios y opciones más allá de tan sólo la disponibilidad de electricidad".<sup>18</sup>

En las tablas 1 y 2, se realiza una comparación entre redes convencionales y las Smart Grids (redes inteligentes) desde diferentes perspectivas.

**Tabla 1. Comparación entre una red convencional y una Smart Grid del sistema eléctrico de potencia.**

	<b>Redes Convencionales</b>	<b>Smart Grids</b>
<b>Sistema de comunicaciones</b>	Limitado al sistema de potencia	Expandido, tiempo real.
<b>Interacción con usuarios energéticos.</b>	Limitado a grandes consumidores	Extensas comunicaciones de dos vías
<b>Operación y mantenimiento</b>	Manual y despacho	Monitorización distribuida y predictivo, diagnóstico.
<b>Generación</b>	Centralizada	Centralizada y distribuida. Importantes recursos renovables, almacenamiento de energía.
<b>Control de flujos de potencia</b>	Limitado	Extensa
<b>Confiabilidad</b>	Modelos fuera de línea (estáticos) y simulaciones.	Proactivo, predicciones en tiempo real, datos de sistemas reales.
<b>Restauración</b>	Manual	Control descentralizado.
<b>Topología.</b>	Radial	Red

Fuente: Adaptado y traducido por Autores. [HADJSAÏD Nouredine and SABONNADIÈRE Jean-Claude. Smart Grids. Iste and Wiley. Inglaterra. 2012].

<sup>18</sup> UPME. Redes Inteligentes en Colombia. En línea. Disponible: <http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>. Consultado el 08 de Septiembre del 2015.

**Tabla 2. Comparación de las propiedades de una red convencional y una Smart Grid del sistema de distribución.**

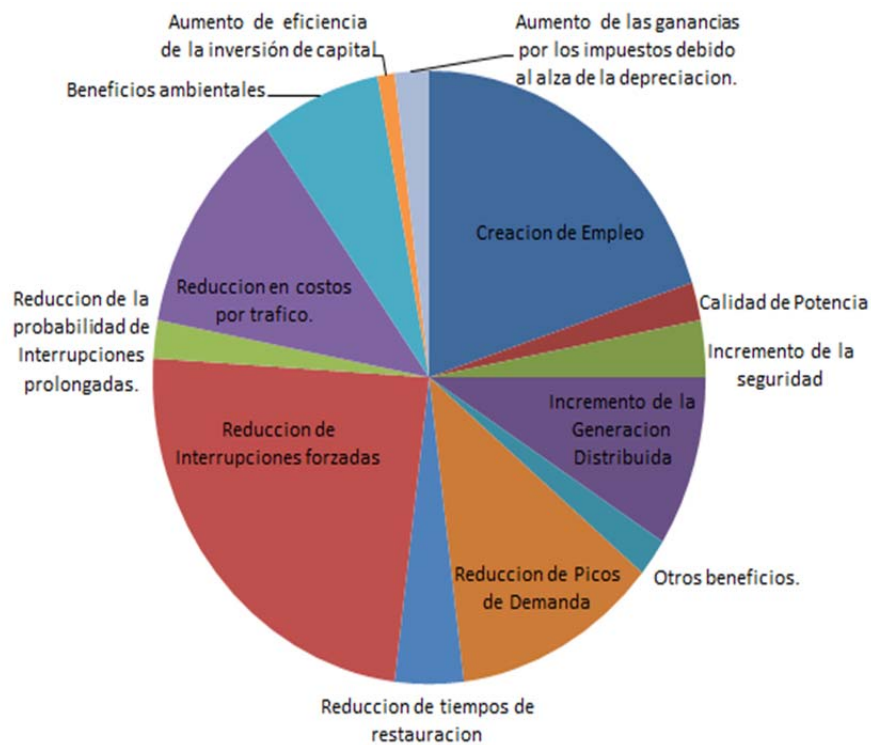
Propiedad	The Grid	Smart Grid
Promover y habilitar la participación activa de los consumidores.	Los consumidores no están informados y no son participativos.	Consumidores involucrados y activos, respuesta a demanda, y recursos de energía distribuidos.
Acomodar todas las opciones de generación y almacenamiento.	Red dominada por los generadores centrales y muchas limitaciones.	Fuentes de energía renovables distribuidas, con la conveniencia "plug & play".
Introducir nuevos productos, servicios y mercados.	Oportunidades limitadas para empresas y consumidores.	Crecimiento e integración de diversos mercados y oportunidades en energía y servicios de valor agregado.
Calidad de energía para la economía digital.	Enfoque en cortes y lenta respuesta a fallas eléctricas.	La calidad es una prioridad, con una variedad de opciones y rápida respuesta a fallas.
Optimizar el valor y operar eficientemente.	Poca integración y operación de datos y gestión de activos.	Adquisición de datos de todos los parámetros de la red, y prevención enfocada a los consumidores.
Anticipación y respuesta a las perturbaciones del sistema.	Enfoque y Respuesta a prevenir daños mayores tras una falla.	Automáticamente detecta y responde a los problemas, enfoque en prevención. Auto curación.
Operación contra ataques y desastres naturales.	Vulnerable a actos maliciosos y desastres naturales.	Resistente al ataque y desastre naturales, con rápidas respuestas y capacidades de seguridad.

Fuente [LEIVA LOPEZ, Erick. SMART GRID: UNA RED ELECTRICA INTELIGENTE. Proyecto eléctrico. Bachiller en Ingeniería Eléctrica. Costa Rica. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. 2010.].

## 1.5 BENEFICIOS, ROLES Y RESPONSABILIDADES DE LAS SMART GRIDS

Los beneficios potenciales de las *Smart Grids* son diversos como los descritos en la Figura 3 donde, se muestran beneficios técnicos, sociales, económicos y ambientales basados en un caso estudio particular.<sup>19</sup>

**Figura 3. Beneficios socio-económicos, ambientales y técnicos de las Smart Grids.**



Fuente: Adaptado y traducido por Autores. Fuente [HADJSAÏD Nouredine and SABONNADIÈRE Jean-Claude. Smart Grids. Iste and Wiley. Inglaterra. 2012.]

También es importante resaltar algunos beneficios técnicos principales ofrecidos por los proyectos Smart Grids tales como:

<sup>19</sup> HADJSAÏD Nouredine and SABONNADIÈRE Jean-Claude. Smart Grids. Iste and Wiley. Inglaterra. 2012. Cita adaptada y traducida.

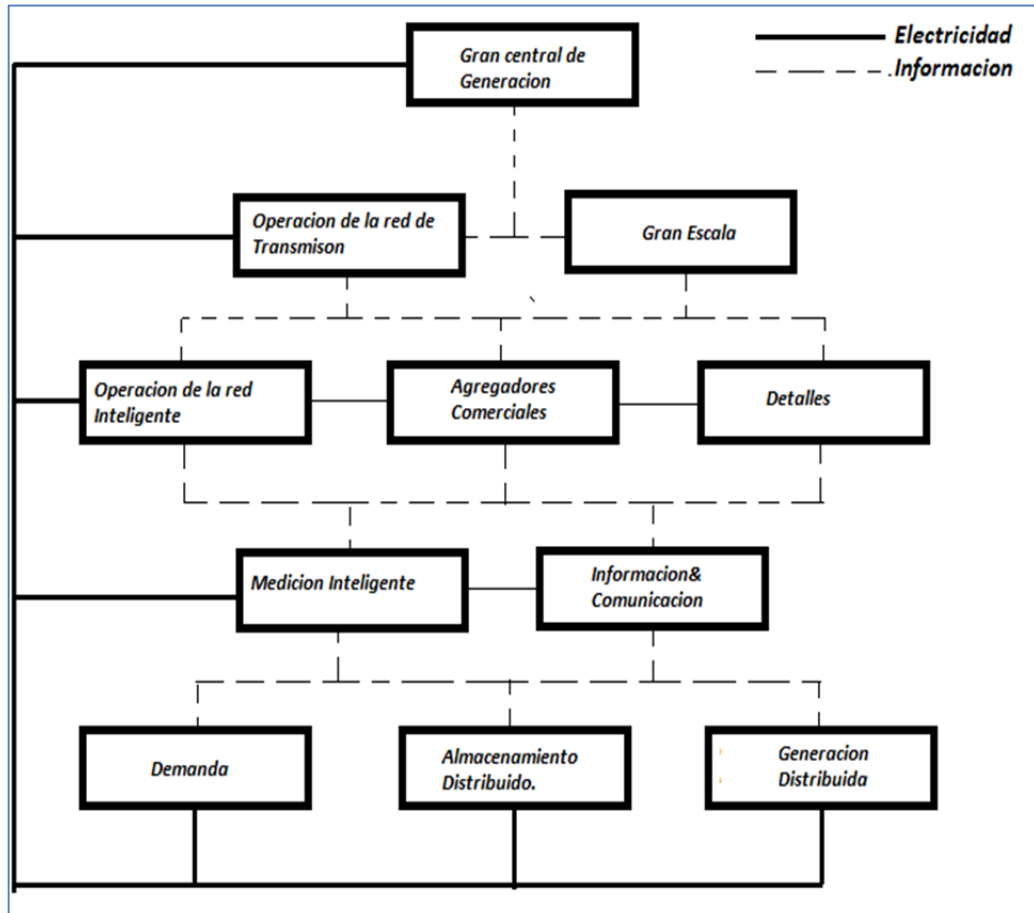
- ✓ Aumentar el nivel de fiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica.
- ✓ Facilitar a los clientes instrumentos que les permitan optimizar su propio consumo eléctrico y mejorar el funcionamiento del sistema global (gestión activa de la demanda).
- ✓ Facilitar el almacenamiento de la energía eléctrica.
- ✓ Mejorar la eficacia y flexibilidad en la distribución.<sup>17</sup>

Estas expectativas justifican la atención significativa en las Smart Grids y motivan hacia su implementación. Dada la considerable reorganización en el sector eléctrico, surge una pregunta sobre el marco institucional y la asignación de funciones y responsabilidades que faciliten el desarrollo y despliegue de las Smart Grids, así como asegurar su correcto funcionamiento una vez implementado.

La evolución de las Smart Grids se acompaña de una amplia transformación y reestructuración del sector eléctrico. Como resultado, los actores tradicionales se enfrentan actualmente a un cambio de roles y, para algunos de ellos, un aumento en la competencia por enfoques y/o experiencias que traen de otros sectores no convencionales y participantes. La Figura 4 identifica algunas funciones claves de una Smart Grid.

Tradicionalmente, los sistemas de distribución sirven a los clientes de la demanda. Este paradigma ha cambiado con la aparición de la generación y el almacenamiento distribuido. Por tal motivo, en sistemas de distribución basados en el paradigma de una Smart Grid; el control y distribución de la información son de gran importancia. Esto podría crear un caso de negocio para las entidades de información, ya que los datos son base principal para el funcionamiento de una Smart Grid.

Figura 4. Roles y responsabilidades de una Smart Grid.



Fuente: Cita adaptada y traducida por Autores . Fuente [BRANDSTÄTT Christine, et al. Roles and Responsibilities in Smart Grid. A Country Comparison.2012].

Una clase de nuevos actores son los agregadores comerciales que ofrecen servicios relacionados con la energía para los diferentes grupos de interés de un sistema de distribución inteligente. Estos servicios pueden dirigirse a sectores fuera del sistema de distribución, tales como los operadores de la transmisión de la energía eléctrica.

El número de roles no necesariamente coincide con el número de sectores. Se observa que los sectores pueden asumir varias funciones en una. Los vehículos eléctricos, por ejemplo, pueden actuar como consumo y/o almacenamiento

distribuido. Además, dependiendo del marco regulatorio, puede ser integrado con o por separado de la operación del sistema de distribución y la comunicación.

En cuanto a la Smart Grid como plataforma de múltiples lados, ayuda a clarificar ciertas dificultades comúnmente asociados con la implementación. La puesta en marcha de proyectos medianos puede ser difícil, ya que requieren obtener dos o más partes de mercado simultáneamente. En cuanto a las Smart Grids, esto incluye los costos iniciales altos, ya que no sólo es una necesidad para la construcción de la infraestructura física, sino también para crear mecanismos eficientes que permitan la coordinación entre movimientos de los participantes. Además, dados los efectos de red, la inversión en una Smart Grid puede llegar a ser arriesgada ya que el proyecto podría no alcanzar el número crítico y/o mínimo de participantes (masa crítica) necesarios para captar el interés de otros participantes.<sup>20</sup>

## 1.6 PARTICIPANTES EN UN PROYECTO SMART GRID

Varios actores están involucrados en la implementación o tienen relación directa con el concepto de las Smart Grid como se muestra en la Figura 5.

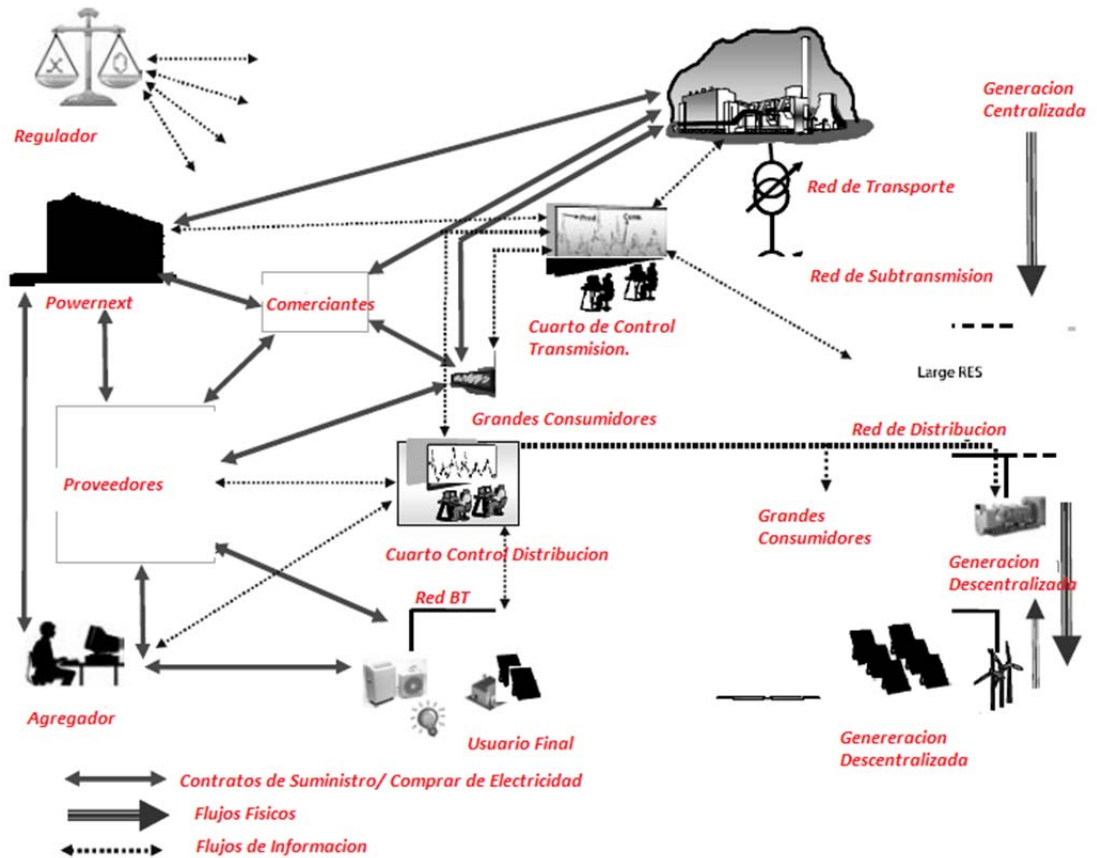
- **Los consumidores**, cuyas expectativas se deben tener en cuenta con respecto a la calidad del suministro de energía, las preocupaciones ambientales y la reducción de la facturación.
- **Los operadores del sistema** (transporte y distribución) a cargo de la seguridad del sistema y la calidad de la energía en condiciones económicas favorables.

---

<sup>20</sup> BRANDSTÄTT Christine, *et al.* Roles and Responsibilities in Smart Grid; A Country Comparison. 2012. Cita adaptada y traducida.

- **Los fabricantes** de equipos eléctricos que van a desarrollar y proporcionar componentes y soluciones que tienen la intención de garantizar el funcionamiento y la seguridad de la red.
- **Proveedores de servicios tecnológicos** que desarrollan e implementan software e información a través de equipos para apoyar las funciones de información, vigilancia y control de la red y sus componentes.
- **Los productores de energía centralizados y descentralizados**, que estén interesados en el desarrollo de la red para evitar limitaciones en su integración.
- **Los proveedores de energía y de servicios** incluyen los agregadores, para participar en la organización del sistema para ser capaces de ofrecer servicios energéticos actuales.
- **Instituciones de educación y formación** como las universidades que tendrán un papel destacado en la preparación de las competencias y capitalizando la experiencia necesaria para el desarrollo de sistemas Smart Grids.
- **Los centros de investigación e innovación** cuyos resultados se escalaran a la vida real en la red después de haber sido probados en laboratorios.
- **Las autoridades de regulación.**
- **Organizaciones de normalización.**<sup>19</sup>

Figura 5. Actores de una Smart Grid.



Fuente: Cita adaptada y traducida por autores. Fuente [HADJSAÏD Nouredine and SABONNADIÈRE Jean-Claude. Smart Grids. Iste and Wiley. Inglaterra. 2012].

## 1.7 SMART GRID EN COLOMBIA

La aplicación en Colombia de las tecnologías "Smart Grid" se ha dado a partir de fundamentalmente las siguientes tres acciones:<sup>21</sup>

- ✓ Mapa de ruta.
- ✓ Análisis colaborativo.

<sup>21</sup> UPME. Redes Inteligentes en Colombia. En línea. Disponible: <http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>. Última Consultado el 08 de Septiembre del 2015.

- ✓ Pilotos y despliegues iniciales.

La Figura 6, resume el contexto de las tres acciones.

**Figura 6. Smart Grid en Colombia.**

<b>Aplicación en Colombia</b>	<b>Despliegues iniciales</b>
<p>La iniciativa sectorial "Colombia Inteligente", conformada por diferentes empresas (XM, EPM, CODENSA, EMCALI, CELSIA, EPSA, ELECTRICARIBE, EEB, ISAGEN), centros de desarrollo tecnológico (CIDET, CINTEL) y entidades sectoriales (CNO, CAC, COCIER), propuso en 2011 una primera versión de un mapa de ruta para el aprovechamiento de las tecnologías «Smart Grid» en Colombia. Con liderazgo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y auspicio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este mapa es insumo fundamental para la toma de decisiones con respecto a políticas de gobierno, ajustes del marco regulatorio, articulación de actores y priorización de acciones, investigaciones e incentivos.</p> <p>EPSA, ELECTRICARIBE, EMCALI, EPM, CODENSA y ESSA, entre otras empresas, han realizado despliegues iniciales con diferentes niveles de desarrollo de infraestructura de medición avanzada que han logrado resultados en reducción de pérdidas de energía (y consecuentemente de emisiones de dióxido de carbono) además de la adopción de modelos que aseguran la interoperabilidad de tecnologías y sistemas de información. Igualmente han trabajado en el desarrollo de soluciones virtuales para los clientes y exploración de alternativas de vehículos eléctricos y de generación distribuida a partir de energía solar para clientes finales, siempre con énfasis en el uso eficiente final.</p> <p>En febrero de 2014, EEB creó una filial dedicada exclusivamente al desarrollo del componente eléctrico de proyectos de movilidad. XM junto con la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB) han establecido a lo largo del Sistema de Transmisión Nacional una red de medidores sincrofasoriales denominada iSAAC (Intelligent Supervision and Advanced Control System) que permite la detección temprana de fallas y evitar colapsos del sistema</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ISAGEN con apoyo del BID evalúa la posibilidad de asumir proyectos geotérmicos.</li> <li>- CELSIA aumentó la eficiencia de las plantas Flores II y III al pasar de ciclos simples a ciclos combinados lo que resultó en la reducción de emisiones de unas 500.000 toneladas de dióxido de carbono por año.</li> <li>- Empresas como HMV y CELSIA han invertido en pequeñas plantas hidroeléctricas que a la fecha representan alrededor de 700 MW instalados.</li> <li>- Universidades como la UPB, la Universidad Nacional y la Universidad de los Andes, en conjunto con empresas como CODENSA han desarrollado micro redes inteligentes (e.g. SILICE I, II y III) que se han convertido en laboratorios para la evaluación de aplicaciones de generación distribuida y almacenamiento de energía, respuesta de la demanda, eficiencia energética, medición avanzada e integración de vehículos eléctricos.</li> <li>- CIDET (Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico), con el auspicio de COLCIENCIAS, ha desarrollado estudios de tecnologías de almacenamiento de energía, la conceptualización de un laboratorio de redes inteligentes además del desarrollo de un modelo de caracterización de las mismas que se espera sea la base de un sistema de información nacional de redes inteligentes.</li> </ul> <p><b>FUENTE:</b> Sistema de Gestión de Información y Conocimiento en Fuentes no Convencionales de Energía Renovable en Colombia.</p>

Fuente: [UPME. En línea. Disponible : <http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-Colombia>. Consultado el 15 de Noviembre del 2015].

## 2. COMUNICACIONES Y TECNOLOGIAS SMART GRIDS

Las infraestructuras eléctricas actuales de algunos países desarrollados están implementadas bajo el concepto de Smart Grid, es decir constituidas por la red de potencia y la red de comunicaciones. Esta infraestructura moderna permite mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad a través de la monitorización permanente en tiempo real que ofrecen las tecnologías y estándares de comunicaciones que se describen a continuación.

### 2.1 INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN DE LA SMART GRID

La infraestructura de comunicación es usada para obtener los insumos de consumo e información para ser transmitida entre los centros de operación y el usuario final. Con esta infraestructura de comunicación se mejorará la gestión del sistema y su funcionamiento permite obtener beneficios tanto para los clientes y como para el medio ambiente.

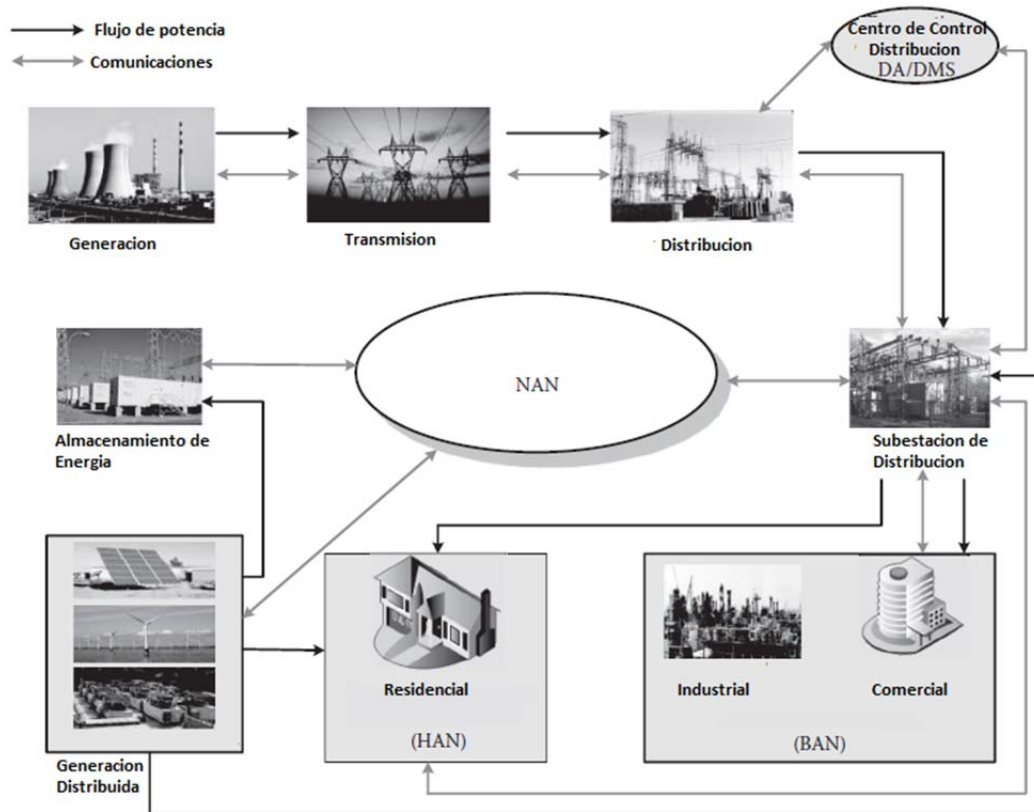
La Figura 7 muestra la infraestructura de la *Smart Grid*, donde se resalta los sectores de la red eléctrica de potencia y la red de comunicación desde diferentes segmentos (HAN, NAN, WAN, BAN) para su interoperación y monitorización.

Los principales requisitos de la comunicación en una Smart Grid son:

- **Calidad de los servicios (QoS)**

Latencia, que es el tiempo de retardo entre la causa y el efecto de algún cambio físico observado en el sistema, ancho de banda, y respuesta son los tres componentes principales del QoS. La tecnología de la comunicación de las Smart Grids se caracteriza por la operación y monitorización en tiempo real (latencia y respuesta).

**Figura 7. Infraestructura de una Smart Grid.**



Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [THOMAS Mini and MCDONAL John. Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press.2015]

- **Interoperabilidad**

La interoperabilidad puede ser definida como la interacción entre diversos sistemas, el intercambio de información a través de entes compatibles. Este aspecto permite la bidireccionalidad de la comunicación y la coordinación entre los diferentes equipos de la Smart Grid.

- **Escalabilidad**

Escalabilidad en la comunicación de una Smart Grid se puede obtener utilizando el protocolo de Internet (IP) basados en redes. Las comunicaciones requieren la inclusión de diversos dispositivos y servicios en tiempo real de operación.

- **Seguridad**

La seguridad de la infraestructura de una red de comunicación inteligente es vulnerable a ataques por la interconexión de equipos externos. Los problemas de seguridad incluyen los ataques por personas, industrias o terroristas. La vulnerabilidad permite al atacante acceder a redes de comunicación a través de software para su desestabilización.

- **Normalización**

Una Smart Grid utiliza muchas normas en materia de generación, transmisión, distribución, atención al cliente, control y comunicación. Diferentes grupos de trabajo del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) han propuesto varias de estas normas y directrices para la utilización de las nuevas tecnologías para Smart Grids. Por ejemplo el estándar IEEE P2030 se centra principalmente en tres campos: 1) La tecnología requerida de la Ingeniería Eléctrica para establecer los estándares para la interoperabilidad entre las Smart Grids, 2) Los sistemas de comunicación los cuales funcionan como requisitos para comunicación entre dispositivos y 3) Las tecnologías de la información; donde se consideran la seguridad, la privacidad, la integridad de los datos, las interfaces de comunicación, entre otras.<sup>22</sup>

## **2.2. TOPOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN**

Las topologías utilizadas para comunicaciones se definen de dos maneras: 1) La conexión física (es decir el conexionado de los sistemas de comunicación) y 2) Los protocolos utilizados para transmitir la información a través de la red.

Los sistemas de comunicación utilizados son los siguientes:

---

<sup>22</sup> THOMAS Mini and MCDONAL John. Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press.2015. Cita adaptada y traducida.

- **Punto a punto o multipunto:** Cuando se requiere un canal de comunicación seguro desde un punto a otro, se usa un enlace exclusivo entre el origen y destino. En contraste, cuando se utiliza un canal de comunicación compartido, un mensaje enviado por la fuente es recibida por todos los dispositivos conectados al canal compartido.
- **Bus:** Topología que se caracteriza por tener un único canal de comunicaciones (denominado bus, troncal o backbone) al cual se conectan los diferentes dispositivos. De esta forma todos los dispositivos comparten el mismo canal para comunicarse entre sí.
- **Anillada:** En la topología de anillo, todos los nodos incluido el maestro forman un anillo, lazo cerrado o red de área local LAN, y los mensajes se transmiten desde un nodo a otro en una dirección.
- **Estrella:** La topología en estrella tiene un maestro que es el eje central, conectado a los nodos de enlaces. Esta es una configuración fácil de desarrollar, mantener y controlar.
- **Enmallada:** Topología de mejora sobre la topología anillada; ya que la redundancia de enlaces hacen que la red sea más confiable.
- **Flujo de datos (simplex y duplex):** En la topología simplex, el flujo de datos es sólo una manera, y un dispositivo puede transmitir datos al otro dispositivo, pero el segundo dispositivo sólo puede recibir, mientras que en la topología *Duplex*, los dispositivos pueden comunicarse a través del enlace, que a su vez se puede hacer en dos, maneras: *half duplex* y *full duplex*. En half dúplex, ambos dispositivos pueden comunicarse y recibir, pero no al mismo tiempo. En full dúplex, los dispositivos pueden transmitir y recibir al mismo tiempo. Esto se puede hacer por que tiene dos canales dedicados entre los dispositivos, uno para enviar y otro para recibir.<sup>22</sup>

## 2.3. CANALES DE COMUNICACIÓN

La evolución de los medios de comunicación y las tecnologías han ayudado enormemente a la infraestructura eléctrica (generación, transmisión, distribución y usuarios finales); permitiendo la monitorización de las principales variables para la toma de acciones de control y supervisión en el menor tiempo posible a través de los sistemas automatizados y SCADA.

Una variedad de medios de comunicación están disponibles en el mercado, dependiendo de las necesidades y condiciones para la implementación. Medios como: Inalámbrico, cableados o mixtos ofrecen alternativas óptimas con su particularidad para diferentes casos.

**2.3.1 Comunicación por cable.** La comunicación por cable tiene diversas alternativas:

✓ **Línea abierta.**

*Power Line Carrier* (PLC) que tiene como principio de operación la línea de transporte de la energía eléctrica como medio de comunicación física, que considera un sistema de comunicación por cable abierto. Ofrece la posibilidad de enviar datos de forma simultánea a través de la red eléctrica. PLC utiliza una *Line Matching Unit* (LMU) para inyectar señales en una línea de transmisión o de distribución de alta tensión. La señal inyectada se evita que se propague a otras partes de la red de energía por trampas de línea.<sup>12</sup>

✓ **Cables trenzados**

Cables de par trenzado sin blindaje (UTP) se utilizan ampliamente en circuitos de telecomunicaciones. Dependiendo de la velocidad de datos (que está influenciada por el material de cable, así como los tipos de los conectores), los cables UTP se clasifican en varias categorías (o CAT). Para la transmisión de voz, se utilizan cables UTP Categoría 1. Sin embargo, no son adecuados para la transmisión de datos. Para la transmisión de datos de baja velocidad hasta 4 de Mbps, se pueden

utilizar Categoría 2 cables UTP. Categoría 3, 4 y 5 UTP cables proporcionan velocidad de transmisión de datos de hasta 10 Mbps, 16 Mbps y 100 Mbps. Categoría 5 es el tipo de cable UTP más comúnmente utilizado en la comunicación de datos.<sup>12</sup>

Para aplicaciones que requieren velocidades de datos mucho más altas, de Categoría 5e, 6, 6e, 7 y cables UTP 7A están disponibles. Pueden soportar velocidades de datos de hasta 1,2 Gbps.

#### ✓ **Cables coaxiales**

Sirven para transportar información a velocidades de hasta 10 Mbps a través de varios metros.

**2.3.2 Fibra óptica.** Las comunicaciones por fibra óptica son usadas principalmente en la distribución. Las fibras ópticas a menudo hacen parte de los sistemas de transmisión de energía eléctrica por su característica principal (inmunidad a la interferencia electromagnética). Esto es importante para aplicaciones en el sistema de potencia ya que habilita la transmisión de datos a través de la infraestructura eléctrica.

En comparación con otros medios de comunicación, los cables de fibra óptica tienen un ancho de banda mucho mayor. Estas son menos susceptibles a la degradación de la señal que el alambre de cobre y su peso es menor que un cable de cobre. Las principales desventajas de transmisión en fibra óptica incluyen el costo, accesorios exclusivos y su vulnerabilidad física (que es más frágil que el cable convencional).<sup>12</sup>

**2.3.3. Comunicación por portadora de línea de potencia (Power Line Carrier - PLC).** La comunicación PLC permite el transporte de datos o información a través de la señales de tensión y corriente de potencia con frecuencias diferentes a la red convencional (50 Hz y 60Hz). Este es un medio económico para la transmisión de datos a través de la línea eléctrica existente, ya que no se requieren medios

adicionales. Existen diferentes técnicas de la comunicación PLCC según sus aplicaciones <sup>22</sup>:

- **PLC** (Portadora por línea eléctrica).
- **DCL** ( Portadora por línea de distribución)
- **BPL** (Banda ancha por línea eléctrica).

En la Tabla 3 se realiza una comparación general de las principales características de estas tecnologías.

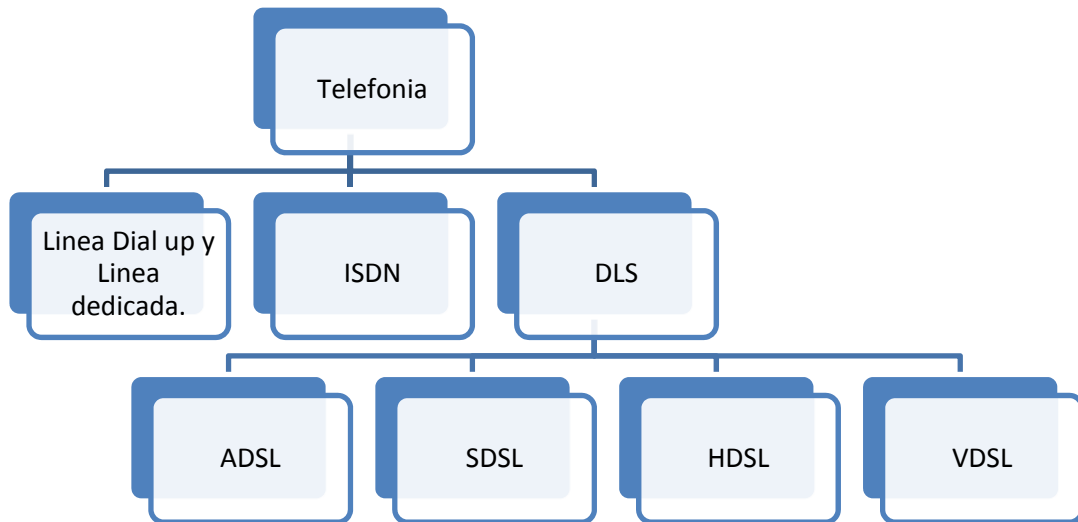
**Tabla 3. Comparación de aplicaciones PLCC.**

<b>APICACIONES</b>	<b>PLC</b>	<b>DCL</b>	<b>BPL</b>
<b>Frecuencia de Operación</b>	30 y 500 KHz.	5 y 150 KHz.	2 y 80 MHz.
<b>Tensión de Operación</b>	220/230/110/115 /66kV.	11/22/33 kV.	1 kV.
<b>Flujo de datos</b>	Unidireccional/Bidireccional	Unidireccional	Bidireccional
<b>Aplicaciones</b>	Voz, telemetría, SCADA,	Control de carga y automatización de la distribución.	Automatización del hogar y medición inteligente.

Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [THOMAS Mini and MCDONAL John. Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press.2015].

**2.3.4. Sistema a base de sistemas de telefonía.** Los sistemas basados en telefonía son usados por las empresas de servicios públicos de distribución de energía eléctrica para la comunicación en sistemas SCADA, telemetría y aplicaciones Smart Grids. En la Figura 8 se muestran algunas de estas opciones utilizadas.

**Figura 8. Aplicaciones por telefonía**



Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [THOMAS Mini and MCDONAL John. Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press.2015].

Las principales características por tecnología se describen a continuación:

- **Línea Dial Up:** Baja seguridad de datos y vulnerables a interferencia electromagnética.
- **ISDN:** Soporta velocidades de datos de 155,520 Mbps o 622,080 Mbps. Presenta baja seguridad de datos y vulnerabilidad a interferencias.
- **DLS:** Bajos costos, altas velocidades y alta disponibilidad. Desventajas como susceptibilidad a la interferencia electromagnética y bajos rangos de operación.<sup>22</sup>

**2.3.5. Comunicación inalámbrica.** La Tabla 4 muestra las principales particularidades de cada tipo de tecnología.

**Tabla 4. Comunicaciones inalámbricas.**

<b>Radio</b>	<b>Celular</b>	<b>Paging</b>	<b>Satelital</b>	<b>Microondas.</b>
<p>Bajo ancho de banda.                      Mayor fiabilidad.                      Bajos costos.                      No depende de líneas de transmisión.                      Omnidireccional                      Difusión a grandes distancias.  <b>VHF</b> (30 MHz a 300 MHz)  <b>UHF</b>(300MHz a 3000 MHz)  <u><b>Variedades de UHF:</b></u>                      -PTP                      -PTM                      -MARS                      -Troncal de radio móvil.                      -Espectro ensanchado</p> <p><b>Aplicaciones:</b>                      - DA                      - DMS/SCADA                      -Telemetría /datos</p>	<p>Tecnologías avanzadas:                      -EDGE,                      -W-CDMA                      -CDMA2000                      -W-TDMA.</p>	<p>Bajo Costo.                      Gran área de cobertura con comunicación satelital.                      Acceso público.</p> <p>Requiere gran seguridad para la información.</p>	<p>Altas velocidades para la información.                      Amplitud de cobertura.                      Accesibilidad remota.                      Tasa de error baja.                      Gran adaptabilidad.</p> <p>Altos costos.                      Retrasos en tiempos de transmisión.</p> <p>Su tecnología principal:  <b>-VSAT.</b></p>	<p>Rango de frecuencias ( 1 a 300 GHz)</p> <p>Unidireccional.                      Grandes rendimientos.</p> <p>Uso de bandas de frecuencias privadas.                      Requiere línea de vista entre receptores.                      A veces requiere antenas repetidoras.                      Altos costos.</p>

Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [THOMAS Mini and MCDONAL John. Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press.2015].

## 2.4. ARQUITECTURA DE LA RED DE COMUNICACIÓN

El modelo de referencia para las Smart Grids contiene una clasificación por capas como el modelo OSI, llamado “*A reference model for the electrical energy system based on Smart Grids*”. En la Tabla 5 se realiza una comparación entre los modelos OSI y el modelo del sistema de comunicación de una Smart Grid.

El ajuste de los protocolos de comunicación propuesto considera las siete capas del modelo de referencia, pero se debe resaltar que la capa de comunicaciones tiene la totalidad de los protocolos de comunicaciones.

**Tabla 5. Modelo OSI Vs Modelo Smart Grid**

Modelo OSI	Modelo Smart Grids
7. Capa Aplicación	7. Capa Inteligencia
6. Capa Presentación	6. Capa Análisis
5. Capa Sesión	5. Capa Modelo
4. Capa Transporte	4. Capa Sistema
3. Capa Red	3. Capa Comunicación
2. Capa Enlace de datos	2. Capa Interfaz
1. Capa Física	1. Capa Física

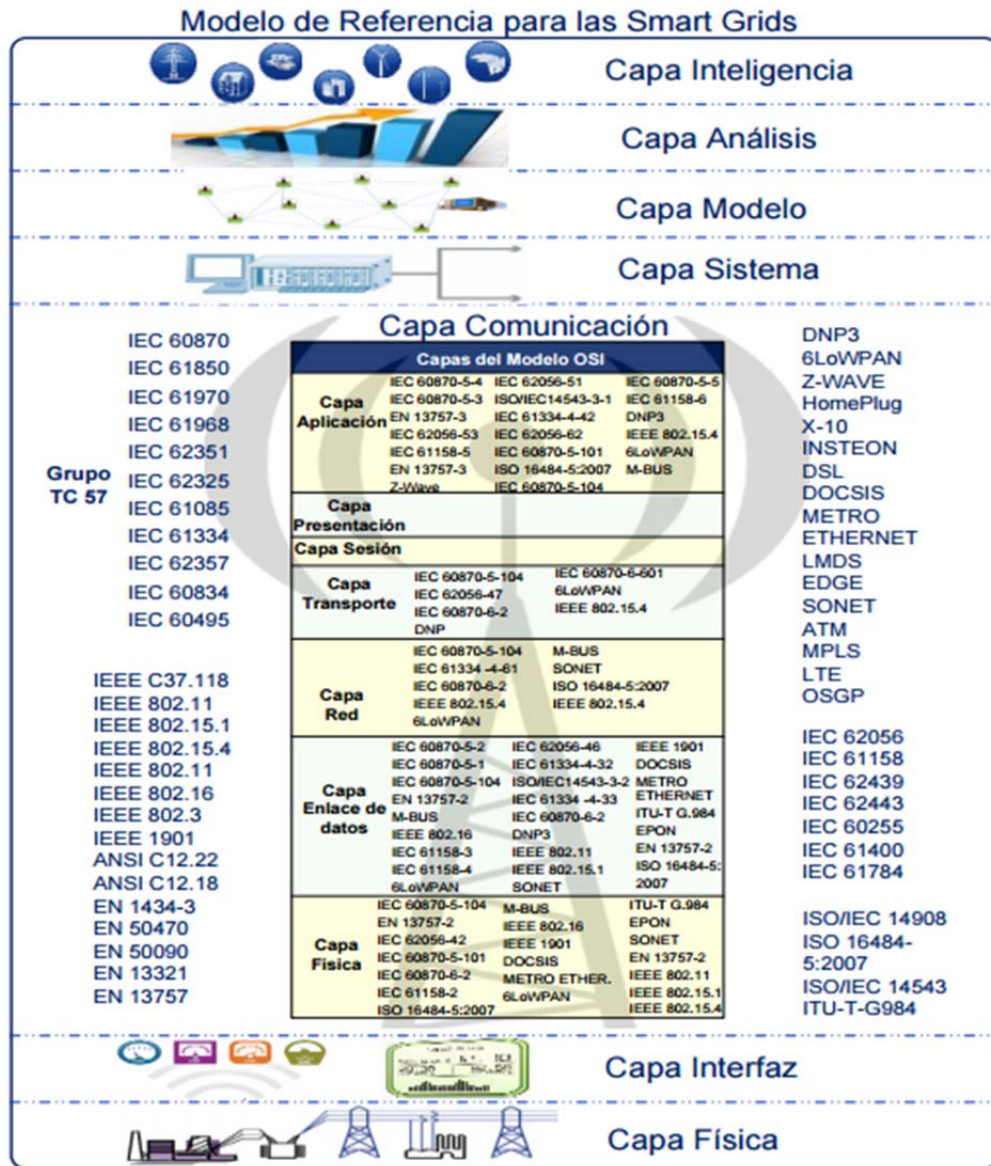
Fuente: [DIAZ Daniel. Estandarización, Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín (Colombia). 2013. p 3].

Adicionalmente, dentro de la capa de comunicaciones del modelo de referencia para las Smart Grids se presentó un cuadro titulado “Capas del modelo OSI” como se muestra en la Figura 9.

El modelo de referencia mostrado en la Figura 9 es importante debido a que la mayor parte de los protocolos y estándares, hacen referencia y su estructura de funcionamiento se centra en las capas del modelo de referencia OSI, de manera que resulta interesante analizar como dentro del modelo de referencia para las

Smart Grids, específicamente en la capa de comunicaciones, se puede crear una subdivisión de 7 capas para el modelo OSI.<sup>23</sup>

Figura 9. Modelo de referencia Smart Grids



Fuente: [DIAZ Daniel. Estandarización, Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín (Colombia). 2013].

<sup>23</sup> DIAZ Daniel. Estandarización, Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín (Colombia). 2013.

Se resalta la importancia del grupo IEC TC57 que es responsable de la elaboración de normas para el intercambio de información en los sistemas de energía y de otros sistemas, incluyendo sistemas SCADA, automatización y teleprotección, además dentro de TC 57 se agrupan los estándares IEC 61850, IEC 60870, IEC 61970, IEC 61968, IEC 62351, IEC 62325, IEC 61085, IEC 61334, IEC 62357, IEC 60834 y IEC 60495 , cada uno de ellos con alta relación en el desarrollo de aplicaciones de red inteligente como se observa en la Figura 10.<sup>23</sup>

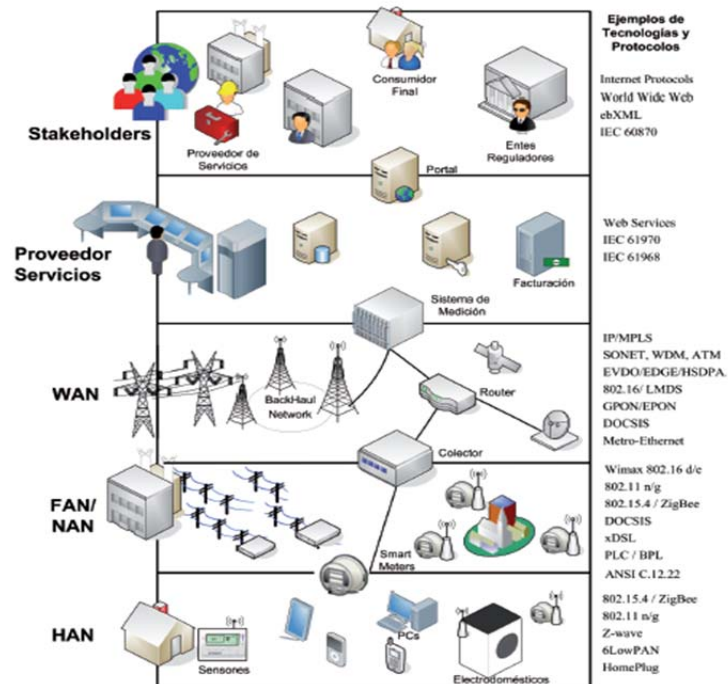
Figura 10. IEC TC 57 y las Smart Grids

	HVDC/FACTS	PREVENCIÓN DE BLACKOUT/EMS	DMS	AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN	AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	DER	AMI	DR	SMART HOME	ALMACENAMIENTO DE ENERGIA	ELECTROMOBILIDAD	RELEVANCIA PARA LAS SMART GRIDS
IEC 60495							X		X			BAJO
IEC 60834		X	X		X							BAJO
IEC 60870		X	X	X	X							ALTO
IEC 61085												
IEC 61334							X					ALTO
IEC 61850		X	X	X	X	X	X			X	X	ALTO
IEC 61968			X			X	X	X				ALTO
IEC61970		X	X		X							ALTO
IEC 62325												MEDIO
IEC 62351		X	X	X	X	X	X	X		X	X	ALTO
IEC 62357		X	X	X	X	X	X	X		X	X	ALTO
IEC 62056			X			X	X	X	X	X	X	ALTO
IEC 62439												
IEC 62443												

Fuente: [DIAZ Daniel. Estandarización, Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín (Colombia). 2013].

**2.4.1 .TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN.** Una Smart Grid requiere una infraestructura de comunicación que cumpla con ciertos requerimientos de retardo, confiabilidad, escalabilidad y seguridad. La arquitectura de comunicación de Smart Grid está conformada por varios segmentos según áreas de cobertura y aplicación: Red de Área del Hogar (Home Area Network, HAN), Red de Área de Vecindario/ Red de área de campo (Neighborhood Area Network, NAN / Field-area network, FAN), Red de Área Amplia (Wide Area Network, WAN) y Red de Área Metropolitana (Metropolitan Area Network, MAN). Diferentes tecnologías de comunicación cableada e inalámbrica se han propuesto para los diferentes segmentos como se muestra en la Figura 11.<sup>24</sup>

**Figura 11. Arquitectura de una red Smart Grid**



Fuente: [PERALTA Arturo y AMAYA Ferney. EVOLUCIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS HACIA SMART GRID EN PAÍSES DE LA REGIÓN ANDINA. Revista Educación en Ingeniería. Vol. 8, N°. 15, pp. 48-61. ISSN 1900-8260. Junio 2013].

<sup>24</sup> PERALTA Arturo y AMAYA Ferney. EVOLUCIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS HACIA SMART GRID EN PAÍSES DE LA REGIÓN ANDINA.

Además cada clasificación por segmentos de área se muestra en la Tabla 6, relacionado con la aplicación particular y característica.

**Tabla 6. Aplicaciones de los segmentos de una Smart Grid**

<b>Tipo de red</b>	<b>Sistema de red eléctrica</b>	<b>Características</b>
FAN	Planta Y Microrredes.	Mantenimiento determinístico para el control.
WAN	Transmisión	Largas distancias.
MAN	Distribución	Medianas distancias y densidad de nodos.
HAN	Consumo	Cortas distancias dentro de áreas pequeñas.

Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente.[BUSH Stephen. Smart Grid. Communication-Enabled Intelligence for the Electric Power Grid.Wiley.2014 p 90]

**2.4.1.1 REDES HAN.** Una vivienda individual, un edificio y una empresa, requiere respectivamente una HAN (*Home Area Network*), una BAN (*Building Area Network*) o una IAN (*Industrial Area Network*). Una HAN es una red de comunicaciones de corto alcance que conecta electrodomésticos y otros dispositivos en el entorno de una vivienda o edificio. Al combinar las HAN con la infraestructura AMI los consumidores podrán monitorizar su uso de energía a través de pantallas instaladas en sus hogares o programar sus termostatos o sistema de aire acondicionado en función del precio de la energía, y a las compañías se les garantizará el acceso directo a las cargas, lo que les permitirá gestionar de forma más eficiente su demanda. Estas redes también están conectadas a otros elementos auxiliares del cliente, como los PEV (Plug-In Electric Vehicle), fuentes de energía renovable (solar / eólica) y dispositivos de almacenamiento. Por lo general, una red HAN se necesitan para cubrir áreas de hasta a 200m<sup>2</sup> con rata de datos de 10 a 100 kilobits por segundo (kbps).<sup>11</sup>

La Figura 12 presenta algunas de las alternativas factibles para implementar una red de comunicaciones HAN.

**Figura 12. Tecnologías importantes en una red HAN**

Tecnologías aptas para HANs		
Inalámbricas	Cableadas	Mixtas
Wi-Fi	HomePlug	X10
Bluetooth	LonWorks	INSTEON
ZigBee		
6LoWPAN		
Z-Wave		

Fuente: [BOAL Jaime. Smart Grid. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad Pontificia Comillas. 2010.]

**2.4.1.2. REDES NAN/ MAN/WAN.** A continuación se describen características principales por cada segmento de red.

- **NAN** es la responsable de la comunicación para medición inteligente AMI permitiendo el cambio de información entre las instalaciones del cliente y la red WAN del operador de red garantizando los beneficios de la medición inteligente. Una NAN proporciona cobertura en un área geográfica limitada (generalmente cubre un área de varios kilómetros cuadrados). Se observa que la NAN es un segmento crítico de las redes inteligentes ya que es responsable del transporte de un volumen enorme de diferentes tipos de datos y distribución de señales de control entre las empresas de servicios públicos y un gran número de dispositivos instalados en el cliente final.
- **FAN** proporciona conectividad para dispositivos inteligentes en la transmisión y distribución de redes y subestaciones. Estos dispositivos incluyen: monitores de la línea de alimentación, controladores,

interruptores, reguladores de tensión, bancos de condensadores, reconectores, transformadores inteligentes, recolectores de datos, etc. Se utilizan para detectar rápidamente anomalías/fallas y automatizar respuestas para mejorar la fiabilidad y calidad de la energía suministrada a los clientes. Además, la FAN permite a los trabajadores móviles acceder a los dispositivos de campo utilizando sus computadoras portátiles, tabletas o equipos de mano con el fin de recopilar y analizar detección de fallas, problemas/soluciones y restauración del servicio. Similar a NAN, este segmento de red incorpora un gran número de dispositivos y cubre amplias áreas.

- **WAN** agrega datos desde múltiples NAN y lo transmite a través de redes privadas a las compañías. También permite las comunicaciones de larga distancia entre los diferentes puntos de agregación de datos (PCD) de plantas de generación de energía, redes de generación distribuida, subestaciones, redes de transmisión y distribución, centros de control, etc. Además, los sistemas WAN de las empresas de servicio público proporcionan comunicación dúplex, necesaria para; las comunicaciones entre las subestaciones, la automatización de la distribución, la monitorización de la calidad de energía, etc. La red WAN puede cubrir un área muy grande, es decir, miles de kilómetros cuadrados y podría agregar un gran número de dispositivos soportados y por lo tanto requiere cientos de megabits por segundo (Mbps) para la transmisión de datos.

Por lo tanto, NAN y FAN comparten varios principios de diseño y tecnologías de comunicaciones. Es suficiente centrarse sólo en la NAN ya que puede ser considerada como una representación de estos dos segmentos. Ahora con el fin de formar una Smart Grid, los segmentos de red presentados están interconectados a través de puertas de enlaces o Gateway. Un Smart Meter recopila los datos de una casa o edificio para ser comunicados a través de un

HAN con propia puerta de enlace. El DAP agrega datos de un grupo de medidores y los transmite a los centros de control del operador de red. Instrucciones como: la optimización del consumo de la energía eléctrica pueden enviarse desde los centros de control de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y dispositivos de consumo a través de las redes WAN, NAN y HAN en la dirección opuesta. Estos segmentos pueden emplear diferentes tecnologías y protocolos de comunicación para satisfacer sus propias necesidades en términos de: velocidades de datos, latencias de comunicaciones, costos por despliegue y mantenimiento, garantizando un sistema interoperable. En la Figura 13 se realiza una descripción de las principales tecnologías empleadas en estas redes.<sup>25</sup>

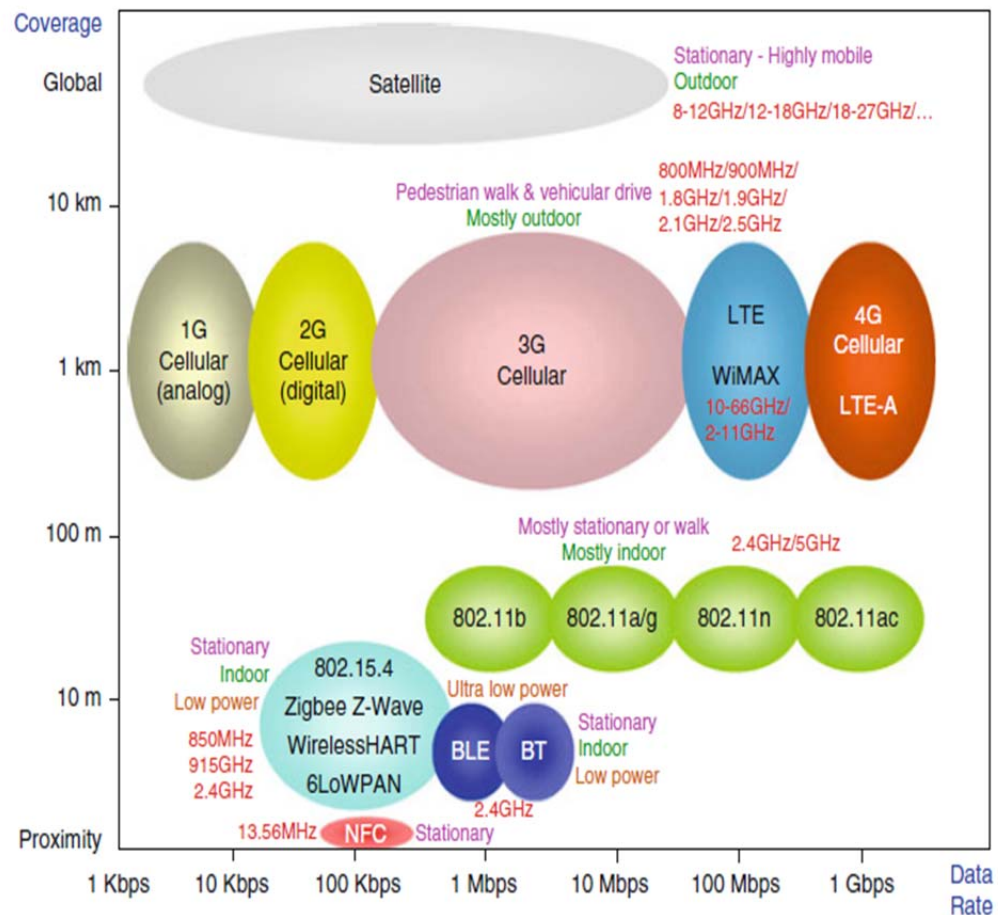
**Figura 13. Tecnologías comunes HAN-WAN**

<b>NAN / WAN</b>	
<b>Inalámbricas.</b>	<b>Cableadas</b>
WiMax	PCL/BPL
CR	DSL
Wifi Mesh	FTTP/FTTH
LTE/LTE A	DOCSIS
GPRS/EDGE/GSM/ HPSA+	
SATELITAL	

<sup>25</sup> HO Quang-Dun and RAJALINGHAM Gowdemy. Wireless Communications Networks for the Smart Grid. Springer 2014. Cita adaptada y traducida.

En la Figura 14 se identifica las propiedades de velocidades y coberturas de tecnologías inalámbricas.

**Figura 14. Tecnologías inalámbricas**



Fuente: [HO Quang-Dun and RAJALINGHAM Gowdemy. Wireless Communications Networks for the Smart Grid. Springer 2014].

**2.4.1.3 Comparación entre tecnologías de comunicación.** En la Tabla 7 se comparan las características de las tecnologías más representativas HAN, NAN y WAN utilizadas en la implementación de una Smart Grid.

**Tabla 7. Comparacion de Tecnologías de comunicación Smart Grid**

<i>Estándar</i>	<i>Tecnología / Tipo de comunicación / Frecuencia de banda Tasa de Rata.</i>	<i>Cobertura</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>	<i>Aplicaciones</i>	<i>Características.</i>
ITU G.993.2.	VDSL2 / Cableada 0.14-30MHz 100 Mbps. Duplex	300m	Mayor velocidades de transmisión Bajos Costos Gran disponibilidad.	Vulnerable al ruido ( Interferencia electromagnética) Cobertura limitada.	AMI FAN	Línea de abonado digital de muy alta tasa de transferencia
IEEE 1901	PLCC(BPL) Cableada. 1-30Mhz 2-3Mbps	1-3Km	Bajo Costos Tecnología ya definida para Smart Grids. Independencia con otras tecnologías. Gran Disponibilidad Estabilidad	No interoperable. Atenuación de alta señal. Canal de distorsión. Vulnerable a Interferencia. Rutas complejas. Dificultad para trasmisión de datos con flujos altos.	HAN NAN WAN AMI Detección de Fraude.	Banda ancha por línea eléctrica por PLCC.
802.3	Fibra Óptica FTTH Cableada Subida1.2Gbps/2.4Gbps Para GPON Bajada1.2Gbps/2.4Gbps Longitud de onda:	60km, con 20km de distancia entre ONTs (Terminal	Transmisión de datos para distancias largas. Anchos de bandas grandes. Inmune a interferencias.	Altos costos. Dificultad para la instalación.	WAN HAN AMI Telemetría EMS SCADA	fibra hasta la casa o fibra hasta el hogar,

	Subida 1250-1350nm Bajada 1480-1600nm	Óptico de Red)				
(IEEE 802.15.4, ZigBee Alliance) and SUN (IEEE 802.15.4g)	Zig Bee Alliance / SUN Inalámbrico. 868-868.6 MHz, 915-928 MHz, and 2.4-2.435 GHz 20, 40 y 250Kbps	Hasta 100 m	Bajo consumo de energía. Bajo costo. Auto-organización. Alta seguridad. Baja tasa. Baja Latencia. Topologías fiables. Gran escala	Muy corto alcance. Baja Velocidades de datos. Vulnerable a interferencias. Limitada al número de usuarios.	HAN (Zigbee) NAN (IEEE 802.15.4 and 802.15.4g) AMI Monitoreo y Control. V2G	Tecnología de comunicación Inalámbrica de bajo consumo, baja tasa y corto alcance.
(IEEE 802.11a/b/g/n/ac)	Wi-Fi and WiFiMesh /Inalámbrica 2.4 GHz 5Ghz 1Gbps.	100m	Alto ancho de banda. Transmisión sin línea de vista. Mayor área de cobertura. Relación costo beneficio favorable. Fácil expansión. Robustez.	Menor fiabilidad y disponibilidad. Vulnerable a interferencias. Cortos alcances.	HAN Infraestructura NAN (Enmallado) WAN (Enmallado) Automatización, monitoreo y control de la subestación. Acceso Inalámbrico.	Marca original licenciada por la alianza WiFi
---	3G Celular (CDMA2000, EDGE, UMTS, HSPA+) /	1m y 10Km.	<b>Alta</b> fiabilidad. Alto rendimiento.	Latencia. Altos costos.	WAN/NAN (En algunos casos).	Es una red de radio distribuida en una extensa zona

	<p>Inalámbrica.</p> <p>894-1900 MHz</p> <p>384 Kbps – 2Mbps.</p>		<p>Seguridad.</p> <p>Altamente escalable..</p> <p>Regulación por Estándares.</p> <p>Alta seguridad.</p>	<p>Espectro licenciado</p> <p>Estabilidad y disponibilidad regular.</p> <p>Seguridad en aplicaciones críticas.</p> <p>Baja tasas de datos.</p>	<p>AMI</p> <p>Respuesta de la demanda.</p> <p>Interfaz Scada para DA.</p> <p>Seguimiento y Medición de DERs.</p>	<p>terrestre, atendida por un transceptor con una ubicación fija conocida como estación base.</p>
---	<p>4G Celular (LTE/LTEA/IMTA)</p> <p>Inalámbrica</p> <p>894-1900 MHz</p> <p>1Gbps</p>	<p>0-5 km hasta -100 km/</p>	<p>Baja latencia.</p> <p>Alta capacidad y velocidad</p> <p>Totalmente integrado con 3GPP</p> <p>Compatible con versiones anteriores 3GPP.</p> <p>Bajo consumo de potencia</p>	<p>Alto costo.</p> <p>No hay facilidad en la disponibilidad.</p> <p>Falta de experiencia.</p>	<p>WAN/NAN (En algunos casos).</p> <p>AMI</p> <p>Respuesta de la demanda</p> <p>VG2</p>	<p>Protocolo por portadora</p>
802.15.1	<p>Bluetooth</p> <p>Inalámbrica</p> <p>2.4 -2.480 GHz.</p> <p>Versión 2.0 a</p> <p>3Mbps</p>	<p>1-100 m depende de la clase.</p>	<p>Bajo costos.</p> <p>Facilidad de implementación.</p> <p>Bajo consumo de potencia</p>	<p>Distancias cortas.</p> <p>Aplicaciones limitadas.</p> <p>Detección de dispositivos</p> <p>Baja rata de datos.</p>	<p>HAN</p>	<p>Diseñado para no requerir prácticamente ninguna infraestructura.</p>
802.16	<p>WiMax</p> <p>Inalámbrica</p> <p>2-66Ghz</p>	<p>Entre 10 y 100Km</p>	<p>Qos Sofisticados.</p> <p>Mayores coberturas.</p>	<p>Altos costos.</p> <p>Redes complejas</p> <p>Arrendamiento de</p>	<p>NAN / WAN</p> <p>WMAR</p> <p>AMI</p>	<p>Interoperabilidad mundial para acceso por</p>

	20-70Mbps		Conexión orientada Adecuado para variedad de gamas.	frecuencias. (Licencia)	Detección de corte y Restauración.	microondas
IEEE 802.15.4	6LoWPAN 868-868.6 MHz, 915-928 MHz, and 2.4-2.435 GHz 15-75 Mbps.	10 – 75 m.	Bajo Costo. Baja potencia de consumo. Adecuado para dispositivos pequeños.	Bajo ancho de banda. No favorable para redes extensas.	HAN V2G AMI	IPv6 Over Low Power Wireless Area Networks

Fuente: Adaptada por autores de referencias. [13, 22, 24, 25].

Existen diferentes tecnologías de comunicación que se podrían utilizar para implementar una Smart Grid. Un estándar ideal sería el que es compatible o común con HAN, NAN y WAN, pues esto reduciría el costo de equipos y simplificaría su implementación.

Actualmente, la introducción y terminología de Smart Grid ha promovido el protocolo IEEE 802.15.4 (ZigBee) como el estándar preferido para aplicaciones HAN. Esta tecnología también se considera apta para una implementación NAN. Sin embargo, el uso tecnologías similares para todos los segmentos de una Smart Grid es difícil debido a que esos segmentos difieren significativamente en características de propagación del canal, requerimientos de rango de comunicaciones por radio, consumos de energía, red, tiempo de vida del dispositivo, escala de la red, etc. Además cada red transporta diferentes tipos tráficos de datos con diferentes requisitos de QoS. Por lo tanto, los segmentos o aplicaciones de Smart Grid pueden necesitar diferentes tecnologías de comunicaciones.

Además, podría haber más de una tecnología en cada segmento. En la Tabla 7 se describe y comparan características principales de cada tecnología.

En el segmento de red HAN, las tecnologías más usadas actualmente son: IEEE 802.15.4 / ZigBee y IEEE 802.11 / WiFi. Debido a sus características favorables (Eficiencia, seguridad, autenticidad, interoperabilidad, costos, etc...). Adicionalmente sistemas Bluetooth también están siendo implementados por presentar características de interoperabilidad en sistemas de corto alcance a un precio bajo.

En el segmento de red NAN, la tecnología IEEE 802.15.4g / estándar de radio SUN es la más popular. Un estándar global inalámbrico con el objetivo de permitir comunicaciones interoperables entre dispositivos inteligentes. IEEE 802.11 / *WiFi Mesh* es también una tecnología competitiva para este segmento de red, sobre todo cuando las tasas de datos de banda ancha deben ser las adecuadas para la aplicaciones requeridas (automatización avanzada de la distribución, monitorización de la calidad de energía). Se observa que otras tecnologías, por ejemplo, las comunicaciones celulares y WiMAX, también se pueden utilizar para la conexión de cada uno de los Smart Meters individuales a WANs o centros de control. Desafortunadamente, en este momento, estas tecnologías podrían no ser económicamente factibles ya que la utilidad no sería la más favorable.

Sin embargo, cuando las tecnologías evolucionan, el costo por la comunicación por dispositivo conectado tiende a disminuir, mientras que los aumentos de capacidad de la red y la asignación de recursos se vuelven más sofisticados. Telefonía celular y WiMAX se podrían convertir en tecnologías candidatas para NAN.

En el último segmento WAN, redes celulares 3G / 4G son la manera más rápida y menos costosa para las empresas eléctricas desplegar una red WAN que permita monitorizar y controlar una Smart Grid. Operadores de redes celulares pueden conectarse de forma inalámbrica para la supervisión/control desde del centro de

control de dispositivos inteligentes tales como interruptores, RTU, transformadores, seccionadores pertenecientes a las subestaciones. WiMAX actualmente exhibe un mayor ancho de banda y una menor latencia, en comparación con las comunicaciones celulares de 3G. Sin embargo, con el inminente despliegue de LTE a partir de múltiples portadoras, WiMAX podría perder esas ventajas.

A diferencia de las implementaciones de WiMAX, la mayoría de sistemas LTE permite la reutilización de redes celulares existentes y debe ser una evolución simple de las redes celulares 3G. Además de WiMax, WiFi es otra tecnología candidata para las WAN. Una ventaja clave de WiFi para WAN es el uso de un espectro con licencia libre. Esto hace que sea práctico para una ciudad. Ahora DSL, PLC, o fibra óptica deben ser explotados en los escenarios donde sus ventajas como los costos, tasas de datos soportables, y los retrasos son justificables para aplicaciones como monitorización y automatización. Las comunicaciones por satélite parece ser la única solución viable para proporcionar conectividad remota a pesar del hecho de que sufre de problemas de latencia y costos.<sup>25</sup>

### **3. AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

La automatización de la distribución ha tenido gran auge intentando automatizar todo el proceso, partiendo desde el usuario final (comercial, residencial o industrial) hasta las grandes subestaciones donde se distribuye la energía eléctrica. Basado en el concepto de *Smart Grid*, usuarios y proveedores de servicios han orientado todos sus esfuerzos por lograr que en parte el sistema eléctrico pueda operar de forma autónoma y fiable a través de la implementación de dispositivos de última tecnología y generación.

Entre las aplicaciones de automatización de la distribución se tienen las siguientes:

- Automatización avanzada de la subestaciones (ADA).
- AMI.
- WAMPAC. (Monitorización, control y protección de áreas extensas).
- DMS.

#### **3.1. CAPACIDADES DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

Los sistemas automatizados ofrecen un conjunto integral de capacidades que mejoran la confiabilidad, incrementan la eficiencia operativa del sistema y reducen los costos de operación. Los sistemas pueden incluir un amplio conjunto de funcionalidades o un subconjunto que satisface las necesidades específicas. El enfoque escalable y modular permite la adición de capacidades con el paso del tiempo, que crecen de acuerdo con las necesidades de automatización de la distribución. Un controlador de automatización de distribución proporciona una inteligencia y un control que puede ser centralizado, distribuido o la combinación de los dos. Los sistemas más grandes utilizan uno o más controladores e

intercambian información para lograr un óptimo control del sistema. La funcionalidad de los sistemas automáticos incluye todas o algunas de las capacidades que se describen a continuación.

**3.1.1. Reconfiguración de red automática.** La capacidad para detectar una falla con rapidez, aislar una pequeña sección de la línea y reconfigurar el sistema para restablecer el servicio de forma automática para los consumidores es fundamental para mejorar la confiabilidad del servicio. Al emplear información de varios dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en el sistema de distribución, el sistema es capaz de reconfigurar el sistema de distribución para minimizar la cantidad de consumidores impactados, al tiempo que preserva la coordinación de la protección y mitiga la sobrecarga en el equipo. La inteligencia distribuida o centralizada permite que el sistema detecte y reconfigure en presencia de múltiples fallas permanentes. El restablecimiento de alta velocidad también está disponible para cargas críticas.

**3.1.2. Optimización de tensión potencia reactiva (Volt/VAR).** El control Volt/VAR es una de las maneras de mejorar la eficiencia de la distribución y de reducir las pérdidas del sistema. Los sistemas pueden proporcionar control volt/VAR adaptativo, el cual mantiene la operación eficiente del sistema de distribución, incluso después de la reconfiguración. Además, es posible implementar esquemas de reducción de tensión de conservación para reducir el consumo durante periodos de demanda pico. El sistema funciona en conjunción con reguladores de tensión y controles de banco de condensadores para aplanar los perfiles de tensión y/o mejorar el factor de potencia.

**3.1.3. Localización de fallas.** La información recopilada por los IED es empleada para localizar fallas en tiempos oportunos y mínimos. La localización estratégica de indicadores de circuito fallados (FCI) puede ayudar a identificar la falla. Es posible incorporar FCI inalámbricos para brindar información centralizada de

localización de fallas. De igual manera, los FCI unitarios localizados en las líneas pueden ayudar a guiar visualmente a los equipos de reparaciones hacia la falla.

**3.1.4. Detección de conductores caídos.** Los sistemas que usan dispositivos para protección, automatización y control usan tecnología para detección de fallas de alta impedancia. Por ejemplo SEL( Schweitzer Engineering Laboratories) tiene en sus equipos la tecnología llamada Arc Sense Technology (AST). Las superficies de conducción deficiente pueden causar niveles de corriente de falla que son demasiado bajos para ser detectados por elementos convencionales de protección de sobre-corriente. Con AST, es posible detectar las fallas de alta impedancia y conductores caídos para mejorar la seguridad y restablecer la energía con rapidez.

**3.1.5. Integración confiable de generación distribuida.** La generación distribuida se agrega cada vez más en los circuitos de distribución. Los sistemas automáticos pueden incorporar tanto protección de interconexiones como anti-aislamiento confiable de la generación distribuida para asegurar desconexiones y pérdidas en el suministro del servicio, lo cual se establece en la norma IEEE 1547.1 para interconexión de generación distribuida. Asegurar que todas las generaciones distribuidas están desactivadas es crítico para la seguridad de los equipos de línea al evitar el re-cierre fuera de sincronía y al reducir el daño a los equipos debido a la tensión no regulada.

**3.1.6. Acceso centralizado de ingeniería, análisis de eventos e integración en sistemas de administración de energía (EMS).** Para asegurar el acceso seguro al sistema, los sistemas automatizados utilizan autenticación centralizada a través del Lightweight Directory Access Protocol (LDAP), el cual proporciona vías de auditoría a través de registros de acceso e incluye encriptación en enlaces de comunicaciones cableados o inalámbricos. Los sistemas automatizados también pueden ofrecer detección de descoordinación y corrección con base en el análisis de la información detectada por los dispositivos de campo. El acceso de ingeniería permite revisar y mejorar las configuraciones de los dispositivos de

acuerdo con el análisis posterior a los eventos. También el envío de información del sistema automatizado a los sistemas EMS existentes puede simplificar la integración para los operadores y mejorar en gran medida la comprensión del sistema agregando datos del sincrofasor de alta resolución para detectar oscilaciones o transitorios que SCADA no detecta.<sup>26</sup>

### 3.2. CATEGORIZACIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

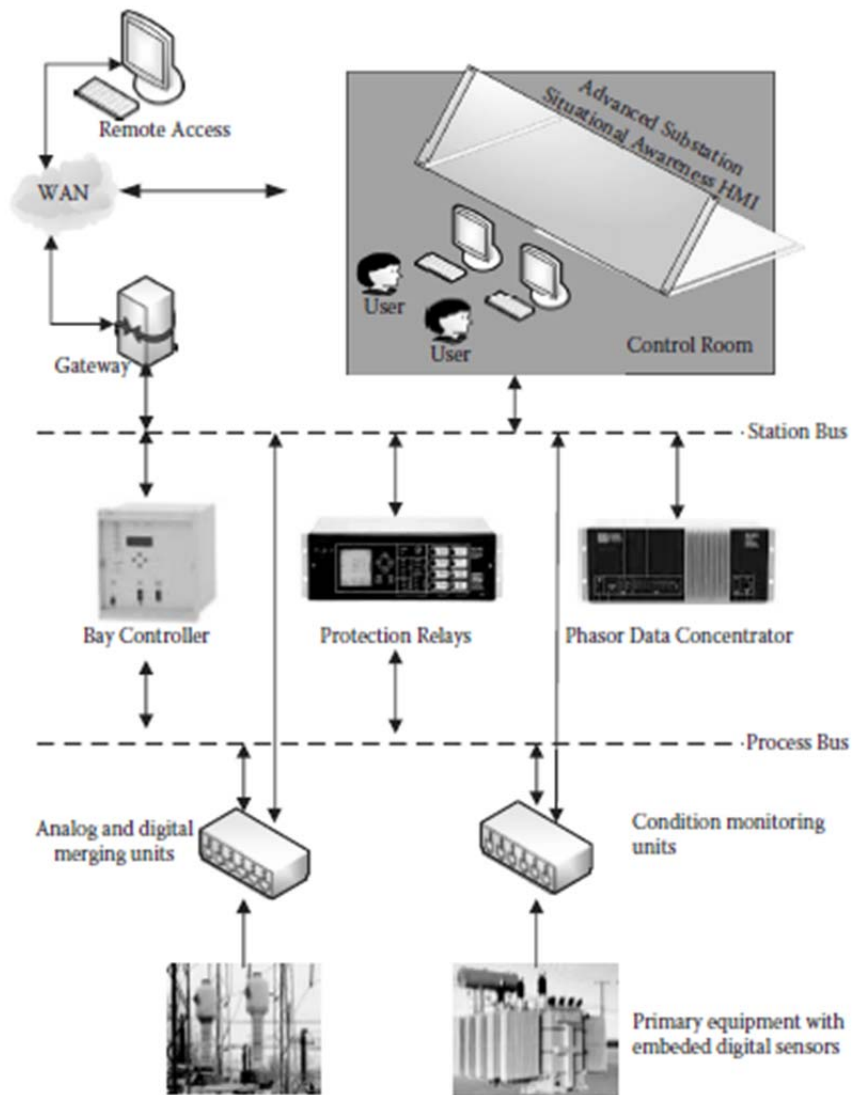
La automatización de subestaciones se puede dividir en tres categorías por actividad, como se muestra en la Figura 15. En el nivel cero se encuentran los elementos primarios o sensores que permiten la supervisión de las variables eléctricas. En el nivel uno el sistema de potencia; equipos como: interruptores, contactores y/o instrumentos inteligentes “IED” que permiten el control para la protección u operación. El segundo nivel de Integración de la subestación, tecnologías de comunicación y controladores para la supervisión, protección, control y medición del sistema eléctrico de potencia.<sup>22</sup>

Figura 15. Niveles de la automatización de la distribución.



<sup>26</sup> SEL. DNA Capabilities. En línea. Disponible: <https://selinc.com/solutions/distribution-network-automation/capabilities/>. Consultado el 30 de Octubre del 2015. Cita adaptada y traducida.

Figura 16. Arquitectura de una subestación automatizada



Fuente: [THOMAS Mini and MCDONAL John Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press.2015].

En la Figura 16 se muestra una arquitectura de subestación automatizada que ofrece una mayor funcionalidad a los distribuidores de energía similar a la presentada en la Figura 15.

**3.2.1 Nivel 0. Elementos primarios. Transformadores de medida con interfaz digital.** Nuevos transformadores de medida están disponibles en el mercado. Ellos pueden ser vinculados directamente a través de una unidad de fusión (MU), ya que los transformadores de corriente se utilizan para transformar la corriente primaria a un valor secundario de control (típicamente 1 o 5 A a 110 VAC) adecuada señal para uso por los IED o unidades de interfaz, permitiendo el envío de datos digitales a través de una red a los dispositivos de protección, control y medida.

Nuevos transformadores de medida sin núcleo ferromagnético están cambiando el escenario de la automatización de la subestación, con capacidades de protección y medida. La causa de muchas limitaciones de los transformadores de medida convencionales es la dependencia del ancho de banda y de la exactitud de la medida del núcleo de hierro. El núcleo ferromagnético es una fuente de inexactitud, debido a la necesidad de magnetizar, pero al mismo tiempo no saturar el material. Debido a estas limitantes, los transformadores de corriente convencionales, tienen un nivel de exactitud bajo para algunas aplicaciones y un rango dinámico algunas veces insuficientes para servir como acondicionador de sistemas donde se requiera realizar procesos de medición y protección, razón por la cual se requiere la utilización de dos transformadores (uno para cada proceso). Por otra parte, los transformadores de tensión convencionales pueden experimentar fenómenos de ferorresonancia lo que resulta en una sobrecarga térmica. Los nuevos transformadores de medida usan métodos ópticos, capacitivos y transductores como la bobina de Rogowski para sensar la tensión y la corriente del sistema eléctrico, logrando con ello mejorar las características de respuesta en frecuencia, exactitud y rango dinámico de estos acondicionadores de señal.

Los sensores ópticos utilizan el efecto Faraday, donde un sensor de lazo de fibra óptica lleva un haz de luz polarizada que rodea el conductor de alimentación. Debido al campo magnético originado por la corriente, la luz experimentara una

deflexión angular. Basado en la medición óptica en tiempo real, las corrientes se detectaran con mayor exactitud y se incrementa la respuesta en frecuencia del dispositivo.

Las bobinas de Rogowski de cuatro cuadrantes de un circuito impreso multicapas se sujetan entre sí para formar un toroide alrededor del conductor primario. La salida del sensor se convierte en una medición de bajo nivel de tensión que pueden correlacionarse con precisión a la corriente primaria.

Divisores capacitivos están reemplazando a los transformadores de tensión convencionales. Placas de circuitos impresos son usadas en los recintos de las subestaciones con aislamiento por gas, y pilas de película de línea delgada se utilizan para subestaciones con aislamiento por aire.

Las salidas de los transformadores de medida están conectadas a la unidad de fusión (MU), que envía las señales digitales a subestaciones de mayor jerarquía.<sup>22</sup>

El fabricante SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*) dentro de su gama de productos para este nivel ofrece unos indicadores de circuito fallado (FIC), tanto cableados como inalámbricos, que pueden acelerar en gran medida la localización de fallas y reducir la duración de las interrupciones de energía eléctrica para sistemas de distribución tanto aéreos como subterráneos. Los indicadores de este fabricante son los siguientes:

- **WSO - Sensor inalámbrico para líneas de carga adicional:** Este sensor de automatización de distribución almacena datos de carga y temperatura, además de supervisar la línea de distribución para detectar pérdida de tensión, pérdida de corriente o eventos de falla. Los reportes se transmiten a un punto de acceso en una red de comunicaciones por medio de un radio integrado.<sup>27</sup>
- **Indicadores de fallas AR 360 AutoRANGER:** Los indicadores de fallas AR360 proporcionan pantallas brillantes de LED parpadeantes con 360

grados de visibilidad. Una secuencia distintiva de parpadeo "rotativo" mejora la indicación de localización de la falla. La avanzada tecnología de microprocesador registra y mide la carga, además de detectar fallas en líneas de carga ligera, hasta con corriente de 50 A. El AR360 aumenta su umbral de disparo a medida que la carga se incrementa para mantenerse segura a través de cargas de 1200 A.<sup>27</sup>

**3.2.2. Nivel 1. Dispositivos.** Dentro de este nivel se hace referencia a los dispositivos inteligentes particularmente dispositivos para el control, protección y medición.

#### ❖ **Reconectores**

Dispositivo de protección auto controlado para interrupción y reconexión automática con una secuencia predeterminada de apertura y cierre, seguida por una fase de restablecimiento, bloqueo de apertura (enclavamiento) y desbloqueo de apertura.

En la Figura 17 se muestra la operación de un reconector. Al ocurrir una falla el reconector opera por primera vez en un tiempo  $t$  para luego permanecer abierto durante un ciclo de tiempo (1 segundo aproximadamente). Al cabo reconectara la línea en falla. Si la falla se ha despejado, el reconector permanecerá cerrado; pero si la falla se mantiene el reconector opera por segunda vez hasta completar el número máximo de reconexiones.<sup>28</sup>

#### ❖ **Seccionalizadores**

Son dispositivos de protección que aísla automáticamente las fallas en líneas de distribución. Se debe instalar aguas abajo de un reconector para operar ante

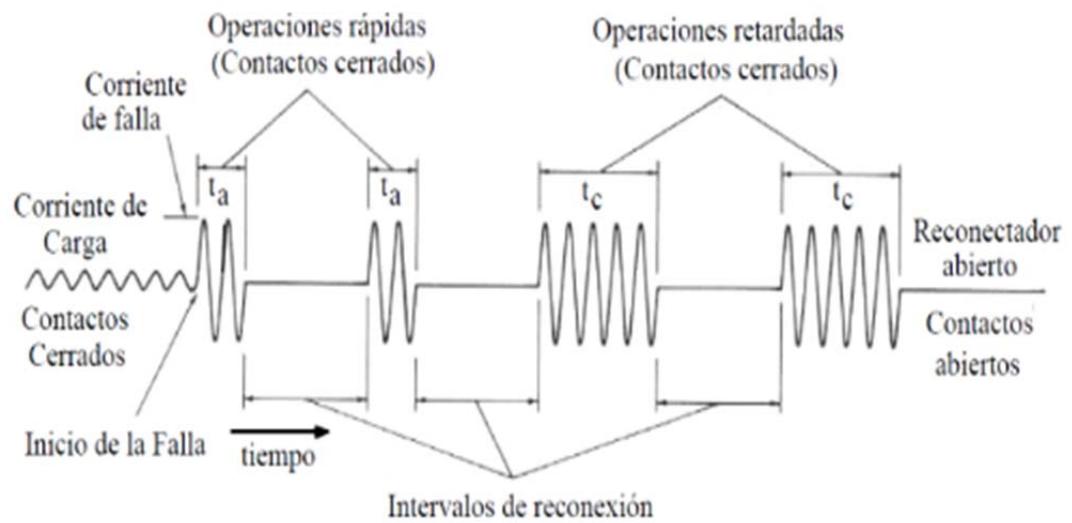
---

<sup>27</sup> SEL. En línea. Disponible:<https://selinc.com/solutions/fault-indicators-and-sensors/>. Consultado el 20 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

<sup>28</sup> SILVA Andrés y BRAVO Camilo. Automatización en redes de Distribución Equipos y protocolos de Telecomando. Tema Final de Investigacion. 2012.

fallas ocurridas dentro de su zona de protección. El seccionizador cuenta el número de aperturas y cierres efectuados por el reconectador abriendo en el momento en que el reconectador hace su apertura definitiva ante una falla no despejada. Para un adecuado funcionamiento el seccionizador se debe ajustar para un pulso menos que el número de operaciones del reconectador asociado <sup>28</sup>. No tienen curvas características de operación tiempo-corriente y se coordinan con los reconectores a través de sus corrientes nominales y secuencias de operación.

**Figura 17. Operación del Reconectador**



Fuente: [SILVA Andrés y BRAVO Camilo. Automatización en redes de Distribución Equipos y protocolos de Telecomando. Tema Final de Investigación. 2012].

### ❖ Interruptores inteligentes

Un Interruptor inteligente cuenta con una interfaz digital que puede acceder a los datos digitales a partir de una red de área local (LAN), para autocontrol y transmisión estados. El interruptor inteligente tiene un controlador en el interior que puede ser programado para tomar decisiones apropiadas a las condiciones del sistema. <sup>28</sup>

### ❖ **Contactador**

Aparato de maniobra con una sola posición inicial (contactos principales y auxiliares normalmente abiertos o cerrados). Es accionado a distancia y es capaz de establecer y soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito incluidas sobrecargas y fallas particularmente. El funcionamiento es simple, al suministrar una tensión al circuito de control, se crea un flujo magnético que atrae la parte móvil del circuito magnético, conmutando los contactos principales y auxiliar del contactador. Al desenergizar la bobina o circuito de control, el contactador retornar sus contactos a la posición normal.<sup>29</sup>

**3.2.3. Nivel 2. Subestación (IED).** La definición estándar de la industria de un IED *Intelligent Electronic Device* es "*cualquier dispositivo que incorpora uno o más procesadores con la capacidad de recibir o enviar datos desde o hacia una fuente externa para las funciones de protección, medición, supervisión y control (por ejemplo, RTU, relés digitales y controladores de bahía).*"

Los IED para la protección y el control son una parte integral del sistema de automatización de subestaciones. Sistemas de protección y control antiguos pueden actualizarse fácilmente a través de sistemas modulares modernos que ofrecen fabricantes importantes como ABB. Actualizando la automatización de las subestaciones ofrece la oportunidad de reducir los costos de operación y mantenimiento, aumento de la productividad y monitorización del estado del sistema de potencia (interruptores, transformadores de potencia, etc.).<sup>30</sup>

### ❖ **Relé**

IED o relés modernos combinan una serie de diferentes funciones de protección, medida, grabación, comunicación y supervisión para diferentes aplicaciones. Por

---

<sup>29</sup> COLMENAR Antonio, et al. Generación distribuida autoconsumo y redes inteligentes. Universidad Nacional de educación a distancia. Madrid. 2015.

<sup>30</sup> ABB. Substation Automation Systems. En línea. Disponible: <http://new.abb.com/substation-automation/systems>. Consultado el 02 de Noviembre del 2015.

ejemplo, la familia de Relion de ABB mostrada en la Figura 18 describe referencias de relés de protección de acuerdo a aplicaciones específicas.<sup>30</sup>

**Figura 18. Familia de Relés Relion de ABB**

Application	Type	670	650	630	620	615	611	610	605
Arc-fault protection application					■	■		■	
Back-up application						■	■	■	■
Busbar application							■		
Capacitor bank application						■			
Feeder application				■	■	■	■	■	■
Grid automation application					■	■			
Motor application				■	■	■	■	■	■
Power management/ load-shedding application				■		■			
Transformer application				■	■	■	■		
Generator application				■					

Fuente: [ABB.En línea. Disponible <http://new.abb.com/substation-automation/systems>. Consultado el 02 de Noviembre del 2015].

Otro fabricante *SEL* presenta dentro de su portafolio para la función de protección para diferentes aplicaciones estos dispositivos:

- ❖ **Sistema de protección SEL-351:** El Relé SEL-351 incorpora Ethernet y sincrofasores IEEE C37.118 y es ideal para aplicaciones de protección de sobrecorriente direccional. Las comunicaciones opcionales Mirrored Bits® y la supervisión de la calidad de la energía agregan flexibilidad a las soluciones. El SEL-351 es el estándar de protección para sistemas eléctricos en empresas de servicios públicos y empresas industriales alrededor del mundo.

- ❖ **Sistema de protección, automatización y control de bahía SEL-451:** Este sistema integra el estado del control de bahía y el control para interruptores y desconecta los interruptores con automatización completa en un solo dispositivo. Con la avanzada medición del sincrofasor, el SEL-451 proporciona una información completa de la estabilidad del sistema. Se pueden elegir entre puertos de comunicaciones Ethernet y seriales con protocolos DNP3 e IEC 61850.
- ❖ **Relé de protección de alimentador SEL-751:** El relé de protección de alimentador SEL-751 es ideal para aplicaciones de sobrecorriente direccional, localización de fallas, detección de arco voltaico y detección de fallas de alta impedancia. Las opciones de los módulos de entrada y salida, su fácil montaje y las rápidas configuraciones que se pueden realizar, hacen que el SEL-751 sea la solución ideal para la protección del alimentador de plantas industriales y empresas suministradoras de energía (ver Figura 19).

Figura 19. Relé SEL 751



Fuente: [SEL.En línea. Disponible <https://www.selinc.com/>. Consultado el 30 de Octubre del 2015].

- ❖ **Relé de generador eólico SEL-700GW:** Este relé se utiliza para proteger los alimentadores de generación eólica. El SEL-700GW proporciona una gran disponibilidad del sistema mediante la utilización de dos conjuntos de elementos de sobrecorriente (50/51), para detectar y aislar una falla en cualquiera de los alimentadores.
- ❖ **Relé de interconexión de generador distribuido SEL-547:** Este relé se utiliza en el sitio del interruptor de transferencia (punto de interconexión entre la empresa suministradora de energía y el cliente) y en cada sitio de generador individual. Cuando el SEL-547 en el sitio del interruptor de transferencia detecta problemas en el suministro de la empresa suministradora de energía, separa el sistema del cliente del suministro de la empresa suministradora de energía. Cuando el SEL-547 en un sitio de generador individual detecta un problema en el sistema que pudiera afectar al generador, separa el generador individual del resto del sistema.
- ❖ **Relé de sobrecorriente/recierre SEL-551:** El relé de sobrecorriente/recierre SEL-551 reemplaza los muchos relés, interruptores de control y cableado necesarios en los tableros tradicionales de protección y control para la protección de una subestación de distribución. El relé también sustituye paquetes de control de recierre de línea por una fracción del costo.<sup>31</sup>

Toda esta familia presenta funciones de protección según ANSI por nombrar algunas: 25, 27, 32, 49, 50G, 50N, 51G, 51N, 59, 810, 87, 87G. Además permiten la medición de variables eléctricas (corriente, tensiones, frecuencia, potencias), oscilografías, grabación de eventos. Compatible con tecnologías de comunicaciones avanzadas (DNP3, IEC61850...) para los datos remotos y el

---

<sup>31</sup> SEL. En línea. Disponible: <https://www.selinc.com/DNA/Components/#ui-accordion-1-header-0>. Consultado el 22 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

acceso de ingeniería para sistemas DCS y SCADA. Con software amigables y seguros.

- **Controlador de Bahía**

Los controladores de bahía se emplean para el control remoto/local y seguimiento de equipos de potencia de las subestaciones particularmente en las bahías que las conforman interruptores, transformadores, contactores, u otros dispositivos. La definición de bahía se refiere al cubículo de equipos pertenecientes a una misma entrada o salida de la subestación.

Las funcionalidades principales de un controlador de Bahía son:

- Control del dispositivo maniobra (interruptores, contactores).
- Supervisión de enclavamientos de las celdas.
- Control del intercambiador de toma (TAP) del transformador de potencia.
- Control de secuencia automática programable.

El uso de la tecnología innovadora de base (como los microprocesadores y procesadores de señal) ha hecho posible la construcción de controladores de bahía integrados que ayudan a reducir el costo de la automatización en los sistemas de suministro de energía a través de su amplia funcionalidad. Siemens en su portafolio ofrece amplias gamas para este tipo de aplicación tales como:

- **SIPROTEC 6MD85:** El Controlador de bahía SIPROTEC 5 es un dispositivo de control y automatización con funciones de protección opcional. Está diseñado para uso en todos los niveles de tensión de la distribución y transmisión.
- **SIPROTEC 6MD63:** La unidad de control de bahía 6MD63 es una unidad flexible de fácil control. Particularmente está adaptado para aplicaciones de

media tensión, pero también se puede utilizar en subestaciones de alta tensión.

- **SICAM BC:** El controlador de bahía integrado SICAM BC ofrece la base técnica para combinar las funcionalidades clásicas de telecontrol y automatización en un solo dispositivo. Como resultado, las funciones están disponibles para el control de estaciones de conmutación. Dependiendo del diseño, hasta 10 celdas (o más) pueden ser controladas y hasta 73 (o máximo 500) señales Entrada / Salidas procesadas. En la Figura 20 se muestra el controlador de bahía SICAM BC de Siemens.<sup>32</sup>

**Figura 20. Controlador Bahía SICAM BC de Siemens**



Fuente:Siemens. En línea. Disponible: <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/substation-automation/Bay-Controller>. Consultado el 05 de Noviembre del 2015].

<sup>32</sup> Siemens. Bay Controller. En línea. Disponible : <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/substation-automation/Bay-Controller>. Consultado el 05 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

- **RTU (*Remote Terminal Unit*)**

La RTU o Unidad Terminal Remota es un dispositivo electrónico basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales o estados de campo de los procesos y enviar la información a un sitio remoto. Generalmente este sitio remoto es una sala de control donde se encuentra un sistema central SCADA. La RTU es capaz de realizar funciones de control, manejo de información y comunicación.

ABB dentro de su portafolio ofrece algunas opciones según la aplicación específica como se indica en la Figura 21.<sup>30</sup>

**Figura 21. Serie RTU 500 de ABB**

Application	RTU520	RTU540	RTU560
Ring main units	■		
Pole-top RTUs	■		
Capacitor banks	■		
Demand response		■	
Fault detection isolation restoration		■	
Voltage optimization		■	
Decentralized energy resources		■	
Substation automation			■
Gateway		■	
Wellhead automation	■	■	■
Pipeline supervision	■	■	
Monitoring and control of pumping stations	■	■	
Monitoring and control of lift stations	■	■	
Monitoring and control of water reservoirs	■		

Fuente:[ ABB. En línea. Disponible: <http://new.abb.com/substation-automation/systems>. Consultado el 02 de Noviembre del 2015].

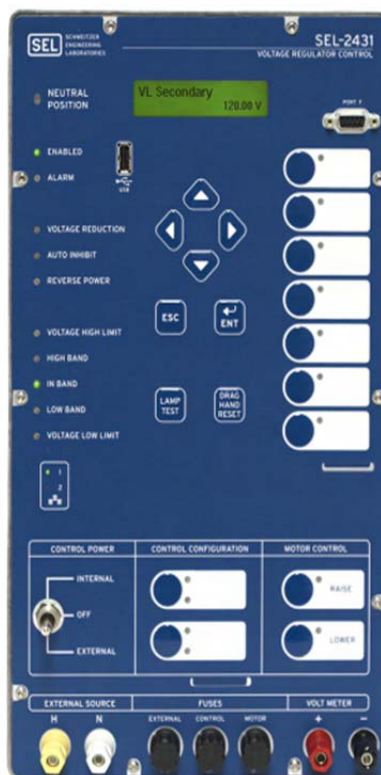
- **Controles de Volt/VAR**

La mayoría de los sistemas incorporan controles de banco de capacitores y/o controles de reguladores de tensión para obtener una mejor operación y eficiencia

del sistema. Agregar el control Volt/VAR reduce pérdidas del sistema, mejora la calidad de la energía y le permite un uso más completo de su sistema de distribución. SEL ofrece el dispositivo SEL-2431 para este tipo de aplicaciones.

El control SEL-2431 está basado en un microprocesador que ofrece una combinación de funciones digitales que incluyen: monitorización, control y automatización de variables eléctricas. Características como compatibilidad electromagnética, histograma de eventos, sincrofasores, módulos I/O, Lenguaje de programación SELogic, panel de visualización frontal están incluidas en este dispositivo como se muestra en la Figura 22.<sup>33</sup>

**Figura 22. Regulador de Voltaje SEL 2431**



Fuente: [SEL. En línea. Disponible: <https://www.selinc.com/DNA/Components/#ui-accordion-1-header-3>. Consultado el 22 de Noviembre del 2015].

<sup>33</sup> SEL. En línea. Disponible: <https://www.selinc.com/DNA/Components/#ui-accordion-1-header-3>. Consultado el 22 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

- **Otros dispositivos**

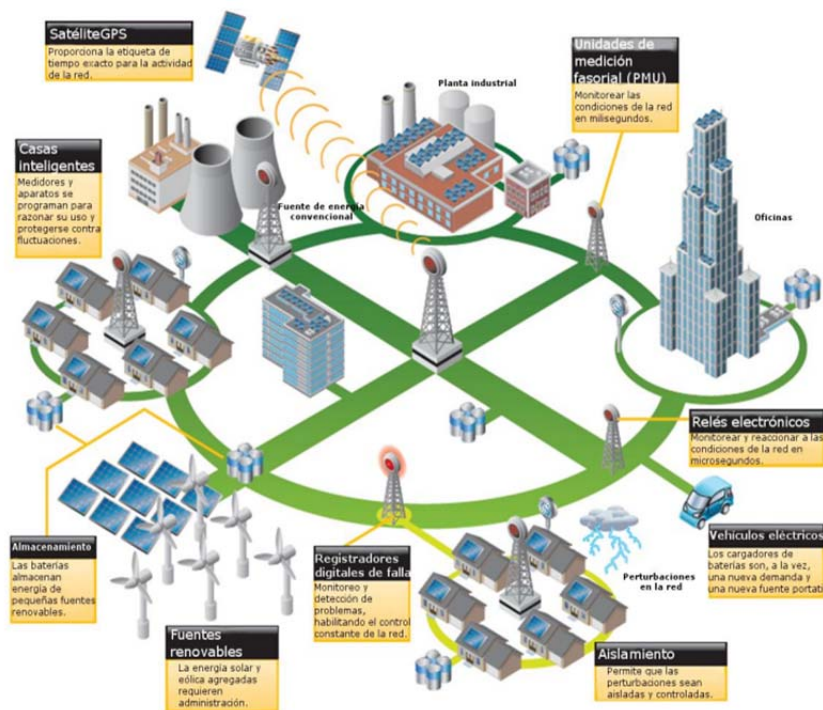
Dentro de los dispositivos complementarios se encuentran los concentradores de datos, los dispositivos de comunicaciones, las interfaces hombre/máquina (HMI), las estaciones de trabajo, y los sistemas de posicionamiento global (GPS).

## 4. SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL EN SMART GRIDS

En una Smart Grid (red inteligente) se integran: medición avanzada, sistemas de comunicación, sistemas de gestión informática y técnicas de control. La Figura 23 muestra un modelo de una Smart Grid basada en dispositivos de medición fasorial donde se presenta un flujo bidireccional de información y energía desde diferentes puntos del sistema.

Entre las nuevas tecnologías en la construcción de una red eléctrica, los sistemas de medición fasorial se consideran IED. La información relacionada con los fasores de tensión y corriente es una de las informaciones más importantes de que dispone el operador de red, ya que se permite conocer en tiempo real los fasores de las variables más importantes del sistema eléctrico permitiendo la optimización de la operación a través de sistemas SCADA con ayuda de la tecnología WAMS (*Wide Area Measurement System*).

Figura 23. Modelo de una Smart Grid basada en PMU



Fuente: [RAMIREZ, Julian. Desarrollo de Software dirigido a la Evaluación de las Características de las Unidades de Medición Fasorial como Dispositivos de Medición y Monitoreo y sus Potenciales Aplicaciones en Sistemas Eléctricos de Potencia. Tesis de grado. UNAL. 2012].

## 4.1. SINCROFASORES

Los componentes básicos de la tecnología sincrofasor son:

- Arquitectura (*WAMS*).
- PMU (*Unit Measurement Phasor*) Unidad de medición fasorial
- PDC (*Phasor Data Concentrators*), Concentrador de datos
- Redes de comunicación
- Aplicaciones

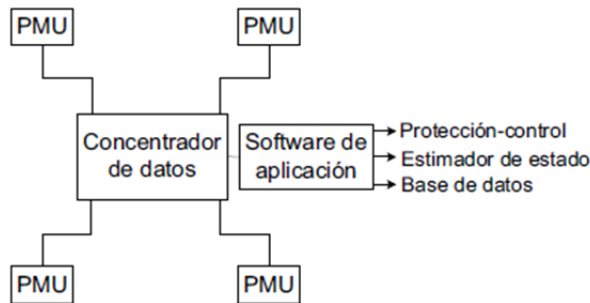
**4.1.1 ARQUITECTURA.** El Wide Area Measurement System (*WAMS*) es un sistema de mediciones distribuidas en el sistema de potencia que involucra principalmente mediciones sincrofasoriales (*PMU*), algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales y una infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema. Estos sistemas de medición también se conocen como sistemas de medición fasorial sincronizados (*SPMS*, por *Synchronous Phasor Measurements Systems*). El tópico de la arquitectura del sistema es importante ya que para cierto tipo de aplicaciones se requiere de tiempos muy cortos de acción, mientras que para otras es aceptable cierto retraso.

En la Figura 24 se muestra una arquitectura centralizada coordinada, en la cual todos los datos de las *PMU* distribuidas llegan a un concentrador para su disposición en las aplicaciones de software.<sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> LOZANO, Carlos. CASTRO, Ferley and RAMIREZ Sindy. Unidades de medición fasorial (*PMU*). Revista el Hombre y la Máquina No.38. 2012.

**Figura 24. Esquema de medición Fasorial**



Fuente: [LOZANO, Carlos. CASTRO, Ferley and RAMIREZ Sindy. Unidades de Medición Fasorial (PMU). Revista el Hombre y la Maquina No.38.2012].

**4.1.2 UNIDADES DE MEDICION FASORIAL (PMU).** Un fasor es un número complejo que representa tanto en magnitud y ángulo de las ondas sinusoidales que se encuentran en el sistema de corriente alterna. Mediciones fasoriales que ocurren al mismo tiempo, se llaman "sincrofasores" y puede ser medido con precisión a través del PMU.

Una unidad de medición fasorial (PMU) es un microprocesador dispositivo basado que utiliza la técnica de procesamiento de señal digital para medir la señal de frecuencia (50 o 60 Hz) respectivamente de los fasores de tensión y corriente a frecuencia de muestreo de 25 o 50 muestras por segundo.

Cada medición tiene como referencia el tiempo dado por el GPS, permitiendo así que las mediciones fasoriales de diferentes áreas se encuentren sincronizadas con el fin de proporcionar una estado total de la red central. Los intercambios de datos de PMU se basan bajo el protocolo IEEE C37.118-2005.<sup>36</sup>

En la Figura 25, se muestra el diagrama típico de una PMU que muestra un filtro anti-aliasing, un conversor analógico/digital, un microprocesador que calcula las componentes de secuencia positiva de tensión/corriente y el receptor GPS que da

la referencia de tiempo para la sincronización. El oscilador de fase fija realiza el muestreo simultáneo de las entradas analógicas.<sup>35</sup>

**Figura 25. PMU Típico**



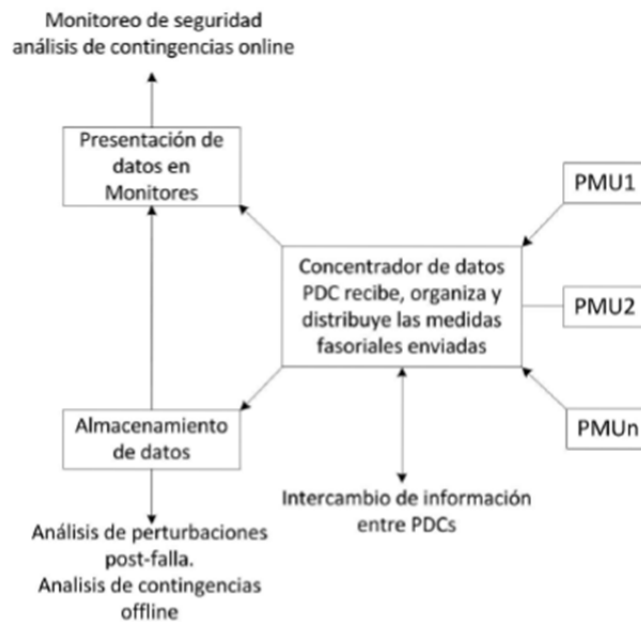
Fuente: [GONZALEZ, Jesús. Estudio de Metodologías basadas en la ubicación óptima de PMUs en sistemas de distribución de energía eléctrica. Monografía SDEE UIS. 2014].

**4.1.3. CONCENTRADOR DE DATOS (PDC).** El concentrador de datos de fasores es el núcleo de la medición fasorial y se encarga de recopilar datos de varias unidades de gestión PMU como se muestra en la Figura 26. Entre otras funciones de los PDC está la de compartir información con otros PDC ubicados en distintas áreas de control y también filtrar los datos de manera que se pueda alimentar aplicaciones que utilizan muestreo lento de datos como por ejemplo los sistemas SCADA / EMS etc.<sup>36</sup>

<sup>35</sup> GONZALEZ, Jesús. Estudio de Metodologías basadas en la ubicación óptima de PMUs en sistemas de distribución de energía eléctrica. Monografía SDEE UIS. 2014.

<sup>36</sup> UPADHYAYA, Vishal, *et al.* Synchrophasor Technology.

**Figura 26. Función PDC**



Fuente: [LOZANO, Carlos. CASTRO, Ferley and RAMIREZ Sindy. Unidades de Medición Fasorial (PMU). Revista el Hombre y la Maquina No.38.2012].

**4.1.4. CANALES DE COMUNICACIÓN.** La función de los canales de comunicación es la de permitir la comunicación entre las PMU y el PDC de forma ágil y eficiente, así como la comunicación entre distintos PDC. Esta se puede hacer a través de medios físicos como: fibra óptica, líneas telefónicas, líneas de transmisión o tecnologías inalámbricas o satelitales vistas en el capítulo 2. Los diferentes tipos de canales de comunicación tienen diferencias en cuanto a retrasos provocados, capacidades de transmisión y costos.<sup>34</sup>

**4.1.5. APLICACIONES.** La mayoría de aplicaciones avanzadas de software para analizar y mostrar datos del sincrofasor se centran en la prestación de las siguientes capacidades:

- ❖ Mayor supervisión del sistema de potencia permitiendo a los operadores de red tomar las acciones de control oportunas y desarrollar técnicas apropiadas.

- ❖ Validación y derivación de parámetros y herramientas analíticas para diseñar u operar redes más fiables.
- ❖ Mayor rendimiento de la red a través del uso de activos existentes.
- ❖ Mayor respuesta ante perturbaciones del sistema de potencia.

Categorías especiales de aplicaciones avanzadas de software (*Online* y *Offline*) que proporcionan estas capacidades son necesarias para aprovechar todo el potencial de las tecnologías del sincrofasor.

#### **4.1.5.1 Online (Aplicaciones en tiempo real).**

- **Monitorización y visualización de área amplia (WAMV)**

Estos sistemas recogen datos fasoriales en tiempo real a través de un área amplia para la supervisión de la red. Pantallas digitales proporcionan alertas que indican posibles niveles de fallas en la red, tales como caídas de tensión, oscilaciones de frecuencia, o cambios bruscos de los ángulos de fase de los fasores de tensión de dos lugares de la red (tales como las subestaciones).

Muchas aplicaciones WAMV tienen capacidades de diagnóstico que pueden identificar anomalías en la red (medida por los ángulos de fase cambiantes de sincrofasores en diferentes lugares de la subestación, denominada separación de ángulo de fase), con lo cual se puede establecer si las redes son robustas en términos de eventos del sistema (oscilaciones, amortiguación y tendencias), también se puede monitorizar las posibles inestabilidades de la tensión y la frecuencia, o margen de la confiabilidad de un sistema.

- **Detección de oscilaciones**

Un sistema eléctrico estable y bien amortiguado, se reestablecerá a la normalidad después de una falla. Oscilaciones no amortiguadas causan que un sistema se vuelva inestable y podrían acelerar y conducir a una interrupción. Debido a que las

PMU muestran las condiciones de la red a muy altas velocidades estos dispositivos pueden detectar variaciones anómalas en el sistema, para alertar o tomar acciones en tiempo real que permitan evitar interrupciones importantes en el sistema eléctrico como los apagones que algunas veces ocurren.

- **Monitorización de la estabilidad de la frecuencia**

La frecuencia medida por el PMU del sistema de potencia, es un indicador clave para el equilibrio entre la generación y la carga. Normalmente la frecuencia natural (60 o 50 Hz) se desvía ligeramente por encima o por debajo debido a los cambios de la generación y la carga. Si la frecuencia es alta, entonces la generación es mayor que la carga y viceversa. Los cambios abruptos en la frecuencia debido a pérdidas importantes en la generación o la carga pueden comprometer la estabilidad del sistema eléctrico.

- **Monitorización de la estabilidad de tensión**

Los sincrofasores se pueden utilizar para supervisar, predecir y gestionar la tensión en el sistema eléctrico de potencia. Muchos sistemas de transmisión de energía eléctrica tienen limitaciones por el nivel de la tensión, lo que significa que la tensión no puede exceder ciertos valores (mínimo y máximo) que podrían causar problemas de estabilidad al sistema.

- **Detección de perturbaciones**

Los análisis demuestran que las diferencias entre la tasa de cambio de los ángulo de fase en sistemas de potencia, son indicadores importantes para la detección oportuna de perturbaciones. El aumento del ángulo de fase o diferencias grandes del ángulo de fase se utiliza como base para generar alarmas al operador. Una aplicación para la supervisión del sistema a base de sincrofasor y herramientas de tendencias ayudan a monitorizar y comparar los ángulos de fase con los ángulos de fase límites con el fin de alertar al operador del sistema para la toma de acciones correctivas en caso que se requieran.

- **Integración de recursos**

Se espera que la tecnología sincrofasor sea particularmente útil para mejorar la monitorización, la gestión y la integración de la generación distribuida a partir de fuentes de energía renovables actuales. Uno de los retos de la integración de estos recursos es la manera de identificar y responder a la variabilidad de las centrales generación. En un sistema convencional, la frecuencia está controlada por grandes generadores rotativos centrales. Sin embargo, a medida que más energías renovables están en línea, desafían la capacidad del sistema de poder controlar la frecuencia del sistema. Esta variabilidad altera el comportamiento en frecuencia del sistema interconectado y podría afectar negativamente al rendimiento de estabilidad de la red. Por tal motivo la monitorización en tiempo real del comportamiento de la frecuencia permite a los operadores del sistema tomar las medidas adecuadas para mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema.

- **Estimación de estado**

Los sincrofasores se pueden integrar a estimadores de estado para proporcionar mejoras en los cálculos del estado del sistema de potencia, el cual permite obtener cada una de las tensiones y corrientes de secuencia positiva de cada una de las barras en tiempo real, describiendo así el comportamiento dinámico del sistema. Por ejemplo, un estimador de estado puede utilizar estimaciones de los datos derivados de un PMU, no proporcionada actualmente por la instrumentación convencional de campo, tales como información de ángulo de fase.

- **Gestión del tráfico**

Los sincrofasores también se pueden utilizar para controlar las cargas de la línea de transmisión y recalcular estados (es decir, el flujo de potencia máxima que la línea de transmisión puede transportar) en tiempo real. La capacidad de calcular estados de la línea de transmisión con base a las condiciones ambientales se llama estado dinámico. Los datos fasoriales en tiempo real para las líneas de

transmisión pueden ser utilizados en combinación con las condiciones meteorológicas locales para calcular la capacidad real de una línea de transmisión. Tales estados de línea dinámica se pueden utilizar para mejorar el rendimiento de las instalaciones que restringen las salidas del generador o para restringir el servicio en los centros de carga. Estados de línea dinámica también pueden gestionar el flujo de energía eléctrica, reduciendo los costos de operación.

- **Funcionamiento en isla y restauración**

Los buses de datos de frecuencias son parámetros fiables para determinar las islas o puntos de separación del sistema de potencia convirtiendo la variable de frecuencia clave para la integridad. La información de la frecuencia es muy importante durante las condiciones de arranques o restauraciones del sistema (cuando el sistema de potencia tiene que ser completamente reiniciado desde la generación hasta la carga a partir de copias de seguridad). Los operadores pueden utilizar los registros del sincrofasor para realizar maniobras y cargar de nuevo el servicio sin arriesgar la estabilidad.<sup>37</sup>

**4.1.5.2 Aplicaciones en tiempo no-real (Off-line).** La utilización de los sincrofasores permite realizar análisis después de que suceda alguna contingencia en el sistema eléctrico. Estos análisis permiten conocer mejor las dinámicas de los sistemas y validar los modelos desarrollados de estos.

- **Análisis post-falla**

El análisis post-falla es necesario para asegurar que las lecciones son aprendidas para corregir los problemas que anteriormente llevaron a un evento o falla, para capacitar a los operadores del sistema en estas lecciones aprendidas, y, finalmente, a tomar medidas para corregir el problema. Datos de sincrofasores sincronizados son esenciales para el análisis posterior a los eventos, ya que permiten la reconstrucción de la secuencia del evento en corto tiempo. Sin

---

<sup>37</sup> US Department Energy. Synchronphasor Technologies and Their Deployment in the Recovery Act Smart Grid Programs. 2013. Cita adaptada y traducida.

embargo, tener un WAMS basada en sincrofasor en lugar reduce considerablemente el tiempo (días u horas) requerido para completar un análisis post-evento.

- **Validación del modelo**

Los planificadores y los operadores de un sistema eléctrico están utilizando datos de sincrofasores para mejorar los modelos de sistemas de potencia, ya sean en régimen permanente (en el que sólo pequeños cambios se producen en el sistema de energía durante largos períodos de tiempo a partir de 1 segundo o mas) o dinámico (grandes cambios que ocurren en el sistema de energía durante un corto periodo de tiempo alrededor de 1 segundo). Los datos del sincrofasor de alta velocidad (30 o más veces por segundo) permiten ajustar y optimizar los modelos de red para comprender el funcionamiento del sistema con ayuda de simulaciones en línea o fuera de línea.<sup>37</sup>

#### **4.2. NORMAS Y ESTANDARES**

La normatividad relacionada con los PMU inició alrededor de 1995 cuando en el mercado se encontraban Unidades de Medición Fasorial de diferentes fabricantes, lo que llevó a la necesidad de establecer normas y protocolos que permitieran la compatibilidad entre PMU de diferentes marcas.

Inicialmente, hubo normas que indicaban los requerimientos para el manejo de la información, pero con el tiempo se descubrió que presentaban problemas cuando la frecuencia de operación se alejaba de la nominal. A partir de allí el IEEE inició estudios para proponer una norma que eliminara esas falencias y fuera confiable para implementar en cualquier sistema. Así, se logra crear la norma **IEEE C37-118** que es la que rige todos los aspectos operativos básicos de las PMU, como los protocolos de comunicación, tasas de transmisión de datos, formas de empaquetamiento de la información, entre otras características necesarias para el correcto funcionamiento de los sistemas basados en PMU.

En cuanto a la normatividad que se debe aplicar en las subestaciones para la implementación de sistemas de monitorización basados en PMU, se puede mencionar que la norma **IEC 61850** es la más aceptada aunque no es la más implementada, precisamente porque los sistemas de monitorización con PMU aún no se masifican, lo que se espera cambie en el futuro próximo.<sup>38</sup>

#### 4.3. DESARROLLO DE MEDICION FASORIAL A NIVEL MUNDIAL

Los sistemas PMU modernos han adicionado otras características, como la medición de la frecuencia, la medición de magnitudes derivadas y el seguimiento del estado de los dispositivos de la subestación. Estos sistemas se utilizan cada vez más en diferentes partes del mundo como se muestra en la tabla 8.<sup>39</sup>

Tabla 8. Desarrollo de los sistemas PMU en el mundo

Aplicaciones de los sistemas PMU	Estados Unidos	Europa	China	India	Brasil	Rusia
Análisis post-falla	✓	✓	✓	P	T	✓
Monitorización de estabilidad	✓	✓	✓	P	P	✓
Monitorización de sobrecarga térmica	✓	✓	✓	P	P	✓
Restauración del sistema de potencia	✓	✓	✓	P	P	P
Validación del modelo	✓	✓	✓	P	T	✓
Estimación de estado	P	P	P	P	P	P
Control en	T	T	T	P	P	P

<sup>38</sup> RAMIREZ Julián. Desarrollo de software dirigido a la evaluación de las características de las Unidades de Medición Fasorial como dispositivos de medición y monitoreo y sus potenciales aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia.

<sup>39</sup> INDULKAR,C.Smart Grids for Modern Energy System. Electrical India.2014. Cita adaptada y traducida.

tiempo real						
Protección adaptativa	P	P	P	P	P	P
Estabilizador de área extendida	T	T	T	P	P	P
P: Fase de planificación T: Fase de prueba						

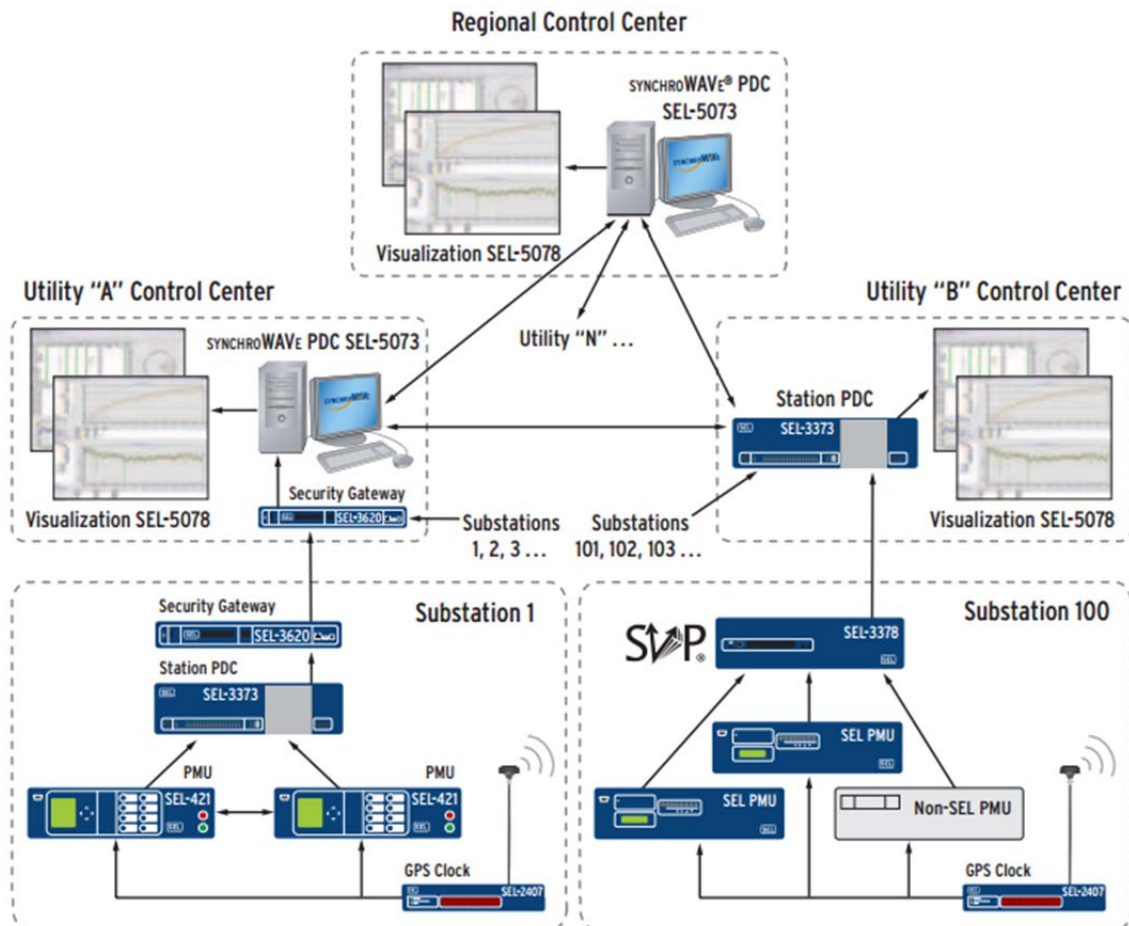
Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [INDULKAR,C. Smart Grids for Modern Energy System. Electrical India.2014]

También hay diferentes fabricantes que tienen portafolios de servicio con la tecnología actual del sincrofasor. Algunos de ellos son:

- ❖ **SEL:** Ofrece productos diferentes para una variedad de propósitos (validación del modelo del sistema, conocimiento de la situación actual, análisis de la estabilidad, detección de islas, análisis de alteraciones y medición y control de área amplia) a través de un sistema completo que incluye relojes GPS, PMU, PDC, comunicaciones seguras y software de visualización como se muestra en la Figura 27. Sus productos consisten de relés con capacidad de PMU, así como unidades independientes de medición de fasores.<sup>40</sup>

<sup>40</sup> SEL. En línea. Disponible: <https://www.selinc.com/synchrophasors>. Consultado el 11 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

Figura 27. Arquitectura PMU por SEL

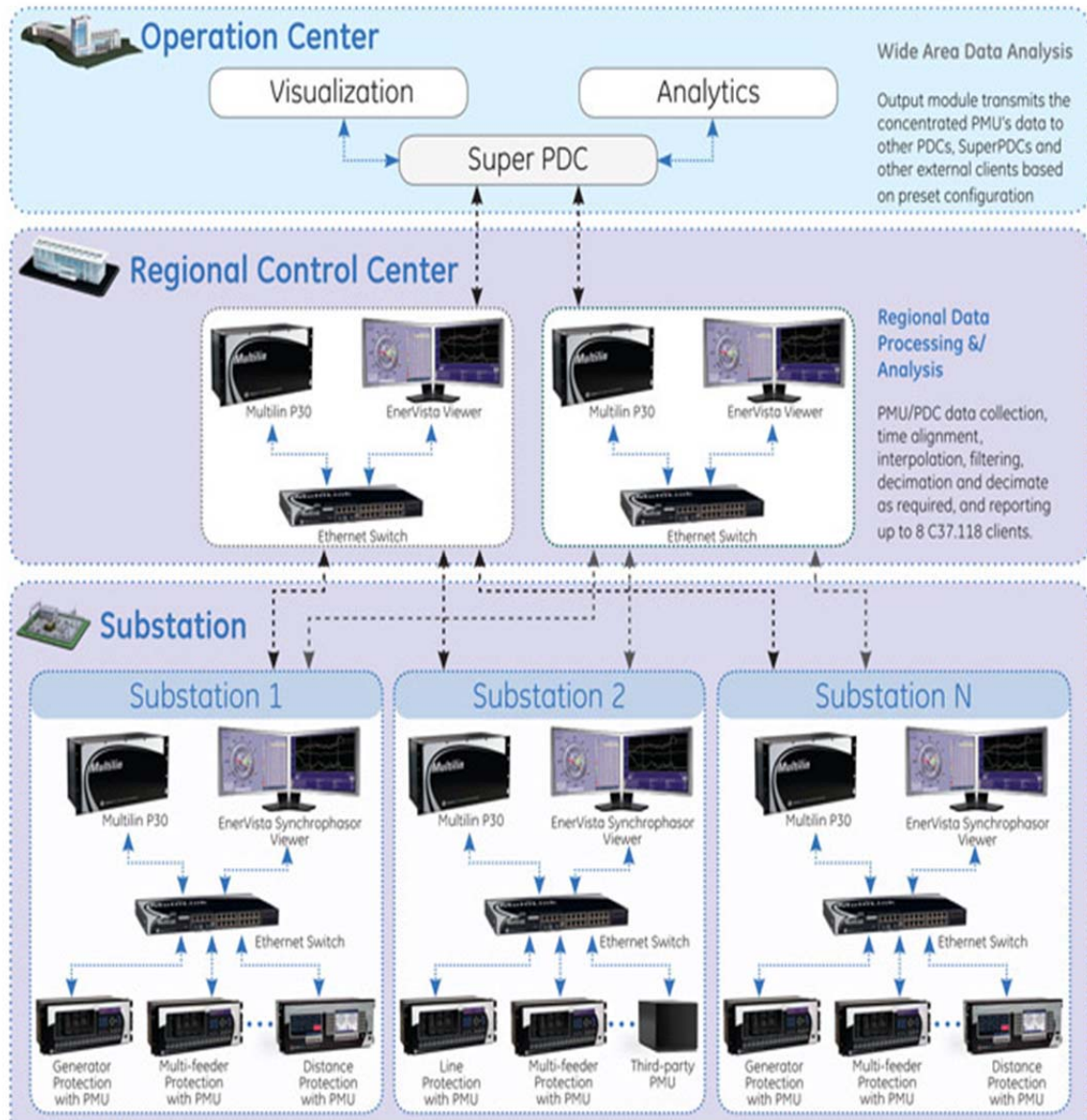


Fuente: [SEL.En línea. Disponible : <https://www.selinc.com/synchrophasors>. Consultado el 11 de Noviembre del 2015 ].

- ❖ **GE Multilin:** GE Digital Energy cuenta con la tecnología para Smart Grids. Tras la detección de perturbaciones en la red eléctrica, la unidad de medida fasorial Multilin N60 y el concentrador de datos P30 con red de alta velocidad segura basado en multiplexores JungleMUX, permiten el análisis avanzado de perturbaciones y tomar las medidas correctivas, tales como la eliminación de cargas y la re-configuración de red automáticamente. En la

Figura 28 se muestra una arquitectura de la tecnología del sincrofaseo con dispositivos de GE.<sup>41</sup>

**Figura 28. Arquitectura GE del Sincrofaseo**



Fuente. [SEL. En línea. Disponible: [http://www.gegridsolutions.com/IndSolutions/ind\\_WideAreaMonitoring.htm](http://www.gegridsolutions.com/IndSolutions/ind_WideAreaMonitoring.htm). Consultado el 11 de Noviembre del 2015].

<sup>41</sup> GE. Advanced Synchronphasor Technology. En línea. Disponible: [http://www.gegridsolutions.com/IndSolutions/ind\\_WideAreaMonitoring.htm](http://www.gegridsolutions.com/IndSolutions/ind_WideAreaMonitoring.htm). Consultado el 11 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

- ❖ **Software Relab.** Con la introducción del sincrofasor, los controladores para dispositivos de la familia Relab (RELAB ClearView-SCADA, RELAB Logic Controller Software y RELAB Historiador), son una solución que aborda de manera efectiva todo el procesamiento de datos que el fasor necesita. También permiten un fácil seguimiento, análisis y almacenamiento de datos de PMU y PDC a una velocidad de hasta 100 tramas por segundo. En efecto, la solución RELAB proporciona una plataforma para la predicción y prevención de alteraciones del flujo de energía y una gestión eficaz. Los controladores son totalmente compatibles con IEEE C37.118; esto significa que el controlador funciona con cualquier otro fabricante: Areva, ABB, GE, Schneider Electric, SEL, Siemens y otros.<sup>42</sup>

---

<sup>42</sup> Relab Software. Synchrophasor IEEE C37.118 OPC Device Drivers.

## **5. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (DMS)**

Hoy día las empresas de servicios de energía están implementando sistemas de gestión de distribución (DMS), a través de una plataforma de software que integra diversos distribuidores de energía eléctrica, proporcionando la restauración automática de interrupciones del servicio y la optimización del rendimiento de la red de distribución. Entre las funciones que una ADMS/DMS puede incluir se tienen: la localización de fallas, el aislamiento de estas fallas y la restauración del servicio automáticamente (FLISR), la reducción de los huecos de tensión, la gestión de la demanda pico. En efecto, una plataforma ADMS/DMS transforma los trámites de servicio, procesos manuales y sistemas de software encriptados en actividades en tiempo real o casi tiempo real, permitiendo la automatización de procesos y la integración de sistemas.<sup>43</sup>

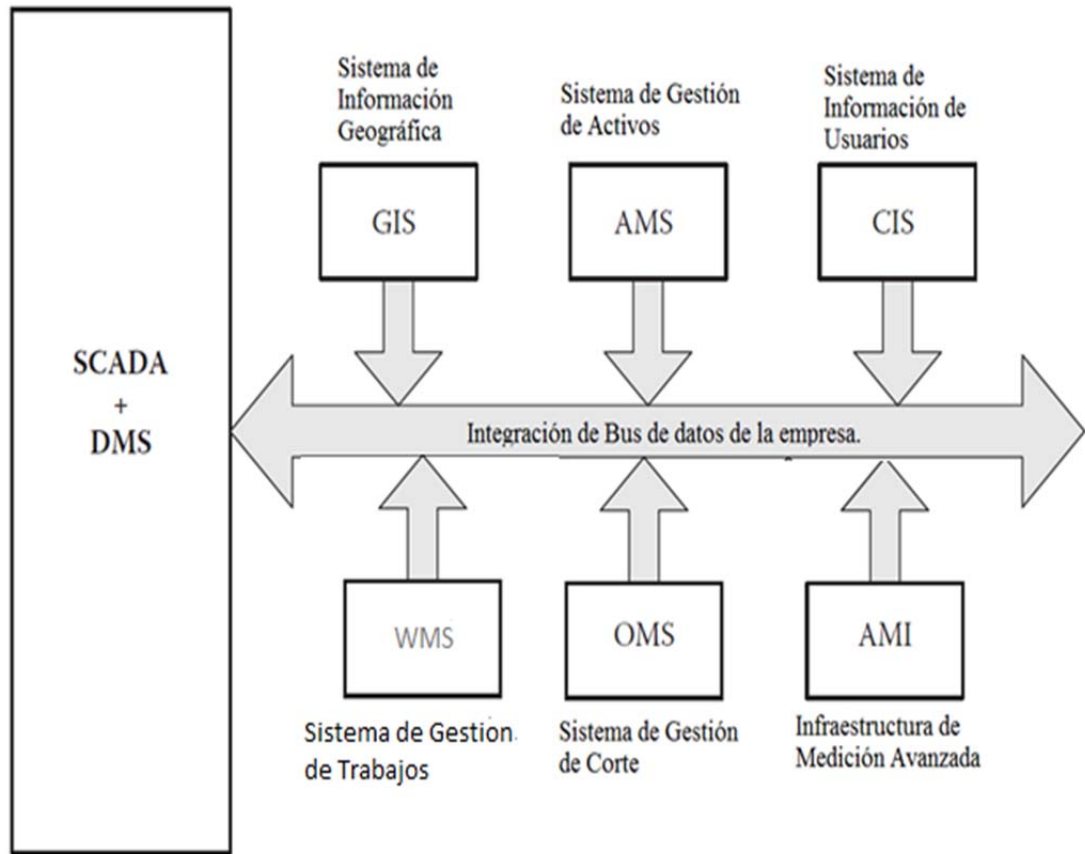
### **5.1 ESTRATEGIA DE SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

La estrategia radica en la integración de las tres áreas relevantes en sistemas de distribución, a través de DMS con el SCADA, DMS con el AMI y DMS con los datos de las pasarelas de las subestaciones y dispositivos electrónicos inteligentes (IED) principalmente. La integración de estos sistemas con el DMS permite un control descentralizado a nivel de subestación/alimentador, a la vez que optimiza el sistema a través del DMS a nivel de éste. La integración de SCADA/DMS con otros sistemas de servicios proporciona un centro de operaciones realmente integrado para la gestión de la red inteligente como se muestra en la Figura 29.

---

<sup>43</sup> VOICES of Experience. Insights into Advanced Distribution Management Systems. 2015. Cita adaptada y traducida.

Figura 29. SCADA + DMS con otros sistemas



Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [THOMAS Mini and MCDONAL John Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press. 2015].

Un centro de operaciones de distribución inteligente e integrada incluirá aplicaciones de DMS para la gestión de los sistemas de distribución, que cubren la eficiencia del sistema, el control del nivel de tensión, la carga de los equipos, la gestión de trabajos, la gestión de interrupciones de suministro y la confiabilidad del sistema. Estas aplicaciones del DMS utilizan un modelo fundamentado en la base de datos del sistema de distribución y la topología de la red eléctrica. El modelo de red utiliza datos de un sistema de información geográfica (GIS) y se actualiza periódicamente para conservar la exactitud. Un aspecto relevante de un sistema de control de la distribución inteligente es la integración de los distintos sistemas

de información que en él se encuentran. Muchas compañías de distribución están ampliando el alcance de los sistemas SCADA más allá de la sub-estación de distribución y hacia los alimentadores, lo que permite un mejor conocimiento de la situación y el control del sistema de distribución. Las interfaces con otros sistemas incluyen los sistemas AMI y MDM, así como pasarelas de subestación/red de suministro y concentradores de datos. La estrategia de reparto entre el centro de operaciones integrado y los dispositivos de campo variará de una compañía de distribución a otra. Incluso puede haber varios enfoques dentro de una misma compañía de servicios.<sup>44</sup>

La optimización de las operaciones del sistema se consigue de esta manera por la coordinación de los diferentes sistemas mencionados. La Figura 33 muestra una visión general de la integración de los componentes de un sistema de automatización de la distribución, donde los datos de las subestaciones se llevan al centro de control por la infraestructura de comunicación. El centro de control tiene las funcionalidades del sistema SCADA para la monitorización en línea y el control del sistema, y acomoda los sistemas DMS, OMS, y MDMS para la implementación del AMI.

Los consumidores de electricidad también están conectados a la infraestructura de comunicación para permitir la comunicación bidireccional. Los interruptores inteligentes, reguladores de tensión, banco de condensadores, estaciones de generación y almacenamiento también están conectados a la infraestructura de comunicación para la monitorización y el control en línea como parte de la automatización de la distribución.<sup>22</sup>

La Tabla 9 indica la coordinación entre OMS y DMS y elabora la integración de AMI con DMS para una mejor gestión de los sistemas de distribución.

---

<sup>44</sup> ABB Revista. Redes Inteligentes. Avance 2 | 10.2010.

**Tabla 9. Coordinación entre OMS y DMS e Integración AMI y DMS**

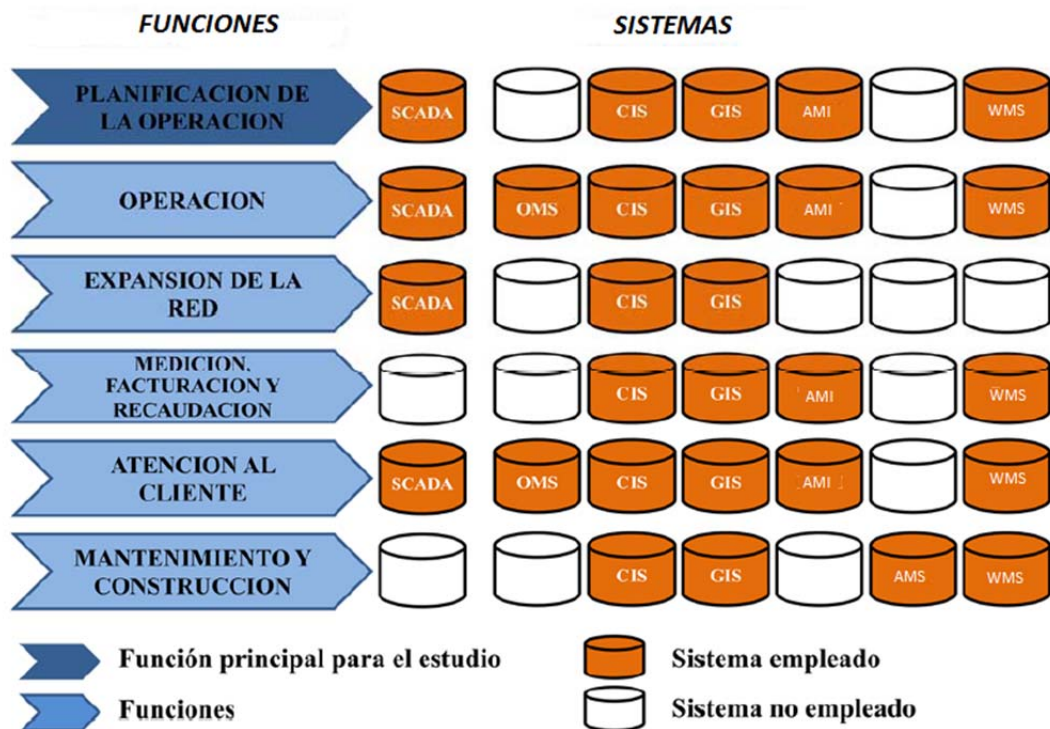
OMS	DMS	AMI	DMS
Topología de red actualizada desde operadores y controles automáticos. ←	Maniobras de operación desde operadores y controles automáticos.	Datos de energía agregados por intervalos para cada usuario →	Formulario de perfiles de carga para cargas individuales (usuarios)
Estimación de fusibles o interrupciones manuales según llamadas de fallas. →	Actualización del fusible determinado y estado de las interrupciones.	Datos de energía reactiva agregados por intervalo en cada usuario. →	Realizar la estimación del estado o la estimación de la carga.
Predecir los cortes a los clientes e impactos basados en el plan DMS. ←	FDIR u otras interrupciones planeadas en horario de operación.	Datos del perfil de tensión agregados por intervalo en cada usuario. →	Analizar los perfiles de tensión de carga para el control Volt/Var y lograr la optimización del nivel de tensión.
Plan de interrupción con tiempos de reparación estimados para la operación del sistema DMS. →	Interrupción automática por OMS.	Estado de energización del consumidor por intervalos y usuario. →	Estados de energización y detección de corte por usuario.

Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [THOMAS Mini and MCDONAL John Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press. 2015].

## 5.2 SISTEMAS EN CENTROS DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

ADMS/DMS emplea los siguientes sistemas de apoyo: AMS, AMI, OMS, WMS, GIS, CIS, SCADA/DMS particularmente. La Figura 30 muestra la relación de las funciones por cada uno de los sistemas.

Figura 30. Funciones de cada sistema dentro de DMS



Fuente: Adaptada por autores. Fuente [CHILUISA, Kleber. MARTINEZ Lenin. Estudio de los Sistemas para la Administración de la Distribución DMS y los Requerimientos para su Implementación. Tesis de grado. Ingeniería Eléctrica. Universidad Politécnica Salesiana de Quito. 2011]

**5.2.1 Sistema de gestión de Interrupciones (OMS).** Es un sistema de información orientado a asistir al operador del centro de control, para que este se encargue de las labores relacionadas con la gestión de interrupciones en campo, lo que significa, localización de interrupciones, reparación y la restauración del servicio principalmente.

Entre las funciones más relevantes, en relación con las operaciones se tiene las siguientes: localización de la falla, aislamiento de la falla y restauración del servicio (FLIR), la automatización avanzada de la distribución (ADA), y el análisis y modelado de la operación de distribución (DOMA). Entre otras funciones se tiene: operación de la red, atención al cliente, registros y gestión de activos, optimización

y planificación operativa, mantenimiento y construcción, planificación de la extensión de la red y lectura del medidor y control, mostrados en la Figura 31.<sup>45</sup>

**Figura 31. Funciones OMS**



Fuente [RFI. Comité “Gestión de la Operación del Sistema Eléctrico” - Proyecto SIGDE “MEER” para Adquisición e Implementación de los Sistemas “OMS/DMS” para soportar la Gestión de la Operación del Sistema Eléctrico de Distribución 2011]

**5.2.2. Sistema de Información Comercial (CIS).** Sistema que integra funciones de negocio y tecnología con la finalidad de administrar la información del cliente, generar facturas remisiones de servicios y manejar las relaciones con los clientes, al proporcionar información de utilidad de las necesidades de cada cliente. Generalmente, un CIS es la interfaz con el usuario.

**5.2.3. Sistema de Información Geográfica (GIS).** Sistema que integra de forma organizada, componentes de Hardware /Software y datos geográficos para geo-

<sup>45</sup> BENALCÁZAR, W.; ROBALINO, R. y Espinosa, S. “Estudio del sistema para la gestión de interrupciones OMS, en redes de distribución eléctrica y de los requerimientos para su implementación”. Ingenius. N.º 9. 2013.

referencia. Tiene como finalidad la de resolver problemas complejos en la gestión de la información espacial y su planificación, ya que disminuye la incertidumbre del inconveniente mediante el modelamiento de la realidad, consiguiendo una fácil toma de decisiones. Un sistema de información geográfica (GIS) captura, almacena, modifica, analiza, gestiona y presenta todo tipo de datos geográficos para la integración adecuada de las funciones del sistema de distribución.

**5.2.4. Sistema de gestión de activos (AMS).** Sistema que integra de forma organizada las funciones de negocio y tecnología para actuar sobre los activos de la empresa, que están involucrados directamente en la producción. Su utilización permite monitorizar los costos que genera un activo durante su ciclo de vida y disminuir las interrupciones imprevistas. La función principal es la de monitorización del rendimiento de todos los equipos o dispositivos de forma organizada y en tiempo real. AMS puede reducir gastos, gestionar los riesgos de manera más eficiente y manejar objetivos corporativos en toda la organización.

**5.2.5 Sistema de gestión de trabajos (WMS).** Sistema que integra de forma organizada las funciones de negocio y tecnología para facilitar la gestión de la construcción, mantenimiento y operaciones. Atendiendo las solicitudes de trabajo mediante la automatización y racionalización de los procesos de negocio necesarios para: iniciar, seguir, diseñar, calcular y programar órdenes de trabajo. (Cuadrillas).<sup>46</sup>

**5.2.6. Infraestructura de medición avanzada (AMI).** Sistema automático de medida enfocado a los sistemas de gestión de información, los cuales se encuentran dentro de un sistema de comunicación bidireccional que permite el

---

<sup>46</sup> CHILUISA, Kleber. MARTINEZ Lenin. Estudio de los Sistemas para la Administración de la Distribución DMS y los Requerimientos para su Implementación.

intercambio de información entre las empresas distribuidoras y el medidor inteligente y viceversa. AMI es un sistema total de hardware y software capaz de adquirir en tiempo real, características del sistema eléctrico permitiendo los siguientes beneficios:

- Lectura remota de la medición y consumo.
- Capacidad de conexión/desconexión remota.
- Detección del manejo de las interrupciones.
- Identificación anticipada de posibles eventos de fallas.
- Detección de manipulación, sabotaje y/o hurto de energía y de tiempo de uso.
- Gestión de monitorización de la generación distribuida.<sup>47</sup>

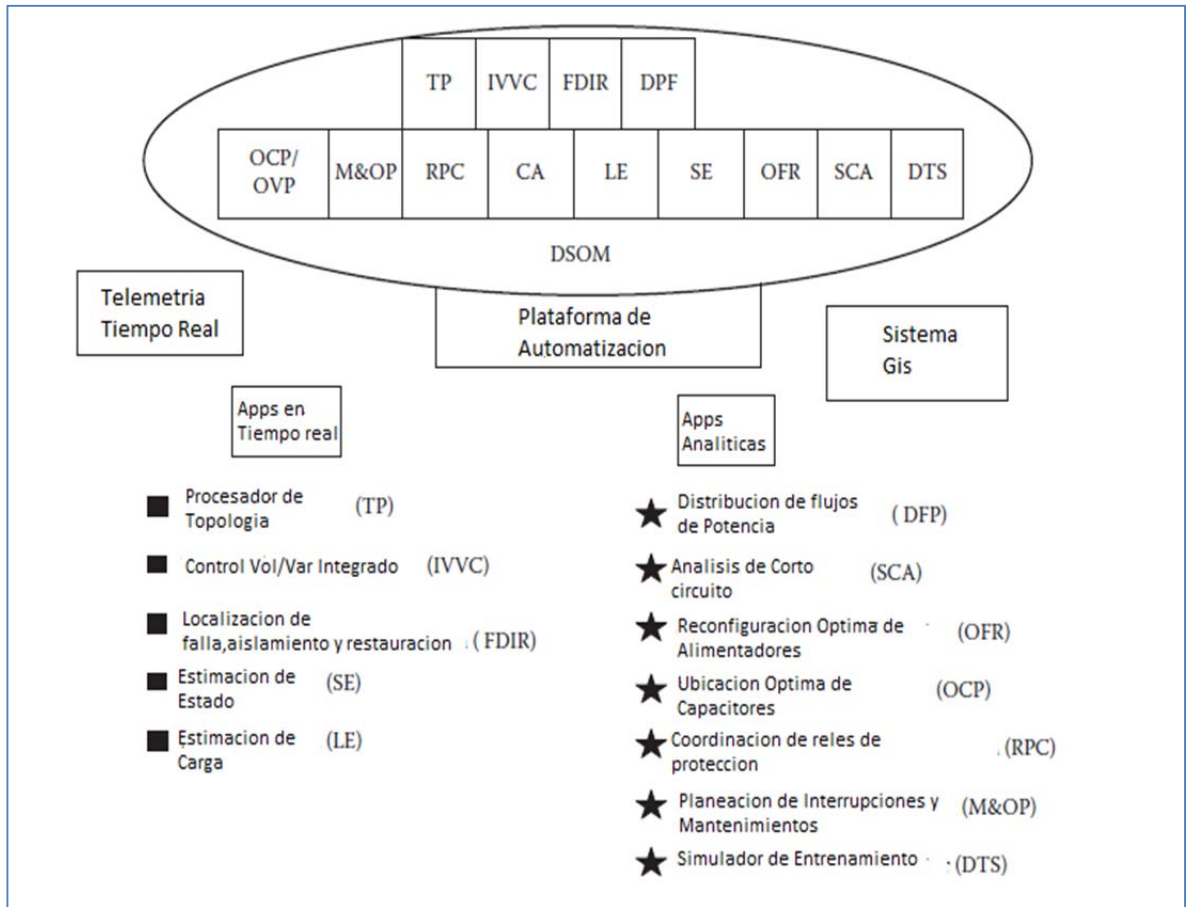
### **5.3 FUNCIONES DMS**

Un sistema DMS realiza una serie de funciones de aplicación para evaluar el estado del sistema de distribución y optimizar su rendimiento, con el objetivo de tomar las acciones adecuadas y oportunas. Las funciones se pueden clasificar en funciones de tiempo real y funciones de aplicaciones analíticas. Las funciones de tiempo real ayudan al operador de red a mantener el sistema equilibrado en las condiciones de calidad requeridas. Las funciones de aplicaciones analíticas proporcionan las entradas para optimizar el funcionamiento del sistema mediante la realización de las funciones de coordinación y reconfiguración óptima. La Figura 32 ofrece una visión general de las funciones y demuestra la interdependencia entre ellas.

---

<sup>47</sup> BARRERA Jaime y CANAS Edgar. Análisis de Sistemas Inteligentes de Medición de Energía Eléctrica para Baja Tensión incorporando Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

**Figura 32. Funciones DMS**



Fuente: Adaptada y traducida por autores. Fuente [THOMAS Mini and MCDONAL John Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press. 2015]

Un sistema DMS con sus sistemas integrados permiten realizar una gran variedad de funciones como se muestran en la Tabla 10; con las cuales se puede: operar la red de forma flexible y ágil, revisar los eventos que se detectan en las subestaciones, minimizar las áreas afectadas y suministrar información adecuada a los clientes.<sup>46</sup>

**Tabla 10 Funciones DMS**

<p><b>Supervision del estado de las subestaciones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Supervision del estado de la red.</li> <li>• Supervision de las acciones de apertura y cierre.</li> <li>• Supervision de estados de apertura y cierre.</li> <li>• Administracion de datos del SCADA.</li> <li>• Administracion de datos de la operacion.</li> <li>• Supervision de la regulacion de Taps.</li> <li>• Supervision de alarmas.</li> <li>• Registro y operacion de eventos.</li> <li>• Monitoreo del clima.</li> </ul>	<p><b>Control de la red</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Control del acceso de usuarios.</li> <li>• Controles automaticos.</li> <li>• Controles asistidos.</li> <li>• Administracion de documentos de seguridad.</li> <li>• Control de seguridad y equipos de bloqueos.</li> <li>• Coordinacion de incidentes graves.</li> </ul>	<p><b>Gestion de Fallas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestion de llamadas de falla y analisis de coherencia.</li> <li>• Analisis de los reles .</li> <li>• Localizacion de fallas. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiempo de restauracion.</li> </ul> </li> <li>• Informacion del cliente. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Supervision de la energizacion de circuitos de distribucion.</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>Analisis de eventos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analisis de la mala operacion.</li> <li>• Analisis de la fallas de la red.</li> <li>• Analisis de los indices de calidad. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Historicos de la operacion de equipos.</li> <li>• Revisicion post disturbios.</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Control de la red</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Informacion de mantenimiento.</li> <li>• Informacion para planificacion.</li> <li>• Informacion para el control de la gestion.</li> </ul>	<p><b>Calculos de la red</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimacion de la carga en tiempo real. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analisis de comercializacion de energia.</li> <li>• Flujos de carga.</li> <li>• Perfiles de tension.</li> </ul> </li> <li>• Analisis de corrientes de falla. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajustes a reles.</li> </ul> </li> </ul>

Fuente: Adaptada por autores. [CHILUISA, Kleber. MARTINEZ Lenin. Estudio de los Sistemas para la Administración de la Distribución DMS y los Requerimientos para su Implementación. Tesis de grado. Ingeniería Eléctrica. Universidad Politécnica Salesiana de Quito.2011]

## 6. CONCLUSIONES

Dentro del contexto del documento se enfatizó en definiciones y conceptos básicos de las tendencias de Smart Grids., basados en tecnologías de información y comunicación, dispositivos sofisticados e inteligentes, y técnicas/modelos de gestión que ofrecen a la infraestructura eléctrica actual confiabilidad, estabilidad, seguridad, robustez, calidad y solidez.

Los principios Smart Grid están definidos y desarrollados a través de los conceptos Smart Grid, la descripción de tecnologías de información y comunicación actuales, la categorización de los dispositivos electrónicos inteligentes y la caracterización de los sistemas de gestión usados en arquitecturas de control y supervisión del sistema eléctrico de potencia.

Desde el punto de vista de las tecnologías de: comunicación y control, automatización y sistemas de gestión de la distribución que comprende Smart Grid, el documento presenta las características principales de las tecnologías, los dispositivos y los sistemas actuales que ofrecen grandes fabricantes dentro de sus portafolios, con el propósito de brindar un panorama y las opciones actuales para los requerimientos de implementación. Cabe resaltar que la selección de las diferentes opciones por área expuestas, depende exclusivamente de criterios y condiciones presentes.

Las implementaciones Smart Grid proporcionan ventajas significativas que han sido evidenciadas ampliamente en los países que las vienen incorporando en los sistemas eléctricos desde hace varios años. Esta tendencia es clave para apostar a los nuevos estándares de calidad y confiabilidad requeridos por el sector eléctrico en la actualidad, porque disponen de elementos y herramientas fundamentales que permiten: el fácil acceso y operatividad, la disminución en los costos por operación y mantenimiento, la conectividad e interoperabilidad e

independencia de la infraestructura; todo bajo la premisa de la conservación del medio ambiente.

Cada país tiene sus propios intereses y expectativas a largo, mediano y corto plazos. Por ejemplo la Unión Europea, Estados Unidos y Canadá, se basan en lograr la eficiencia energética y en una economía de bajas emisiones de CO<sub>2</sub>. En países asiáticos como Japón y Corea, se centran en el crecimiento de una economía verde y en los países emergentes como Brasil, China e India, la meta es el crecimiento de la infraestructura energética para satisfacer la creciente demanda. Lo que se debe tener claro es que hay una expectativa común mundialmente relacionada proporcionalmente entre **demanda y medio ambiente**.

## BIBLIOGRAFIA

ABB Revista. Redes Inteligentes. Avance 2|10.2010.

ABB. Substation Automation Systems. En línea. Disponible: <http://new.abb.com/substation-automation/systems>. Consultado el 02 de Noviembre del 2015.

BARRERA Jaime y CANAS Edgar. Análisis de Sistemas Inteligentes de Medición de Energía Eléctrica para Baja Tensión incorporando Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Monografía como requisito para optar el título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. UIS. 2015.

BENALCÁZAR, W.; ROBALINO, R. y Espinosa, S. "Estudio del sistema para la gestión de interrupciones OMS, en redes de distribución eléctrica y de los requerimientos para su implementación". Ingenius. N.º 9. 2013.

BOAL Jaime. Smart Grid. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad Pontificia Comillas. 2010.

BORLASE, Stuart. Smart Grids, Infrastructure Technology and Solutions. CRC Press. 2013. Cita adaptada y traducida.

BRANDSTÄTT Christine, *et al.* Roles and Responsibilities in Smart Grid; A Country Comparison. 2012. Cita adaptada y traducida.

CENELEC. Smart grids. En línea. Disponible: <http://www.cenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx>. Consultado el 01 de Septiembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

CHILUISA, Kleber. MARTINEZ Lenin. Estudio de los Sistemas para la Administración de la Distribución DMS y los Requerimientos para su Implementación. Tesis de grado. Ingeniería Eléctrica. Universidad Politécnica Salesiana de Quito. 2011.

COLMENAR Antonio, *et al.* Generación distribuida autoconsumo y redes inteligentes. Universidad Nacional de educación a distancia. Madrid. 2015.

DÍAZ ANDRADE Carlos Andrés y HERNÁNDEZ Juan Carlos. Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. *Revista S&T*, 2011.

DIAZ Daniel. Estandarización, Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín (Colombia). 2013.

EKANAYAKE, Janaka, *et al.* Smart Grid Technology and Applications. Wiley. 2012. Cita adaptada y traducida.

ENDESA. Smart Grids. En línea. Disponible: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/smart-city/smart-grid](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/smart-city/smart-grid). Consultado el 02 de Septiembre del 2015.

ETSI. Standardization experts discuss next steps in development of standards for smart energy grids. En línea. Disponible: <http://www.etsi.org/index.php/news-events/news/889-2015-02-press-standardization-experts-discuss-next-steps-in-development-of-standards-for-smart-energy-grids>. Consultado el 01 de Septiembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

GE. Advanced Synchrophasor Technology. En línea. Disponible: [http://www.gegridsolutions.com/IndSolutions/ind\\_WideAreaMonitoring.htm](http://www.gegridsolutions.com/IndSolutions/ind_WideAreaMonitoring.htm). Consultado el 11 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

GONZALEZ, Jesús. Estudio de Metodologías basadas en la ubicación óptima de PMUs en sistemas de distribución de energía eléctrica. Monografía SDEE UIS. 2014.

HADJSAÏD Nouredine and SABONNADIÈRE Jean-Claude. Smart Grids. Iste and Wiley. Inglaterra. 2012. Cita adaptada y traducida.

HO Quang-Dun and RAJALINGHAM Gowdemy. Wireless Communications Networks for the Smart Grid. Springer 2014. Cita adaptada y traducida.

INDULKAR, C. Smart Grids for Modern Energy System. Electrical India. 2014. Cita adaptada y traducida.

LEIVA LOPEZ, Erick. SMART GRID: UNA RED ELECTRICA INTELIGENTE. Proyecto eléctrico. Bachiller en Ingeniería Eléctrica. Costa Rica. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. 2010.

LOZANO, Carlos. CASTRO, Ferley and RAMIREZ Sindy. Unidades de medición fasorial (PMU). Revista el Hombre y la Maquina No.38. 2012.

PERALTA Arturo y AMAYA Ferney. EVOLUCIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS HACIA SMART GRID EN PAÍSES DE LA REGIÓN ANDINA. Revista Educación en Ingeniería. Vol. 8, N°. 15, pp. 48-61. ISSN 1900-8260. Junio 2013.

RAMIREZ Julián. Desarrollo de software dirigido a la evaluación de las características de las Unidades de Medición Fasorial como dispositivos de

medición y monitoreo y sus potenciales aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia. Tesis de grado. UNAL. 2012.

Relab Software. Synchrophasor IEEE C37.118 OPC Device Drivers. En línea. Disponible:[http://www.relabsoft.com/products/synchrophasor\\_ieee\\_c37.118\\_pdc\\_opc\\_device\\_driver\\_tcp\\_udp/](http://www.relabsoft.com/products/synchrophasor_ieee_c37.118_pdc_opc_device_driver_tcp_udp/). Última visita 11/11/2015.

SEL. DNA Capabilities. En línea. Disponible: <https://selinc.com/solutions/distribution-network-automation/capabilities/>. Consultado el 30 de Octubre del 2015. Cita adaptada y traducida.

SEL. En línea. Disponible: <https://www.selinc.com/DNA/Components/#ui-accordion-1-header-0>. Consultado el 22 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

SEL. En línea. Disponible: <https://www.selinc.com/DNA/Components/#ui-accordion-1-header-3>. Consultado el 22 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

SEL. En línea. Disponible: <https://www.selinc.com/synchrophasors>. Consultado el 11 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

SEL. En línea. Disponible:<https://selinc.com/solutions/fault-indicators-and-sensors/>. Consultado el 20 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

Siemens. Bay Controller. En línea. Disponible : <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/substation-automation/Bay-Controller>. Consultado el 05 de Noviembre del 2015. Cita adaptada y traducida.

SILVA Andrés y BRAVO Camilo. Automatización en redes de Distribución Equipos y protocolos de Telecomando. Tema Final de Investigacion. 2012.

SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA. Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. 2011.

THOMAS Mini and MCDONAL John. Power System SCADA and Smart Grids. CRC Press.2015. Cita adaptada y traducida.

UPADHYAYA, Vishal, *et al.* Synchrophasor Technology: PMU Applications in Smart Grids. International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology (IARJSET). Vol. 2, Special Issue 1, 2015. Cita adaptada y traducida.

UPME. Redes Inteligentes en Colombia. En línea. Disponible: <http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>. Última Consultado el 08 de Septiembre del 2015.

UPME. Redes Inteligentes en Colombia. En línea. Disponible: <http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>. Consultado el 08 de Septiembre del 2015.

US Department Energy. Synchronphasor Technologies and Their Deployment in the Recovery Act Smart Grid Programs. 2013. Cita adaptada y traducida.

VOICES of Experience. Insights into Advanced Distribution Management Systems. 2015. Cita adaptada y traducida.

Wikipedia. Red Eléctrica Inteligente. En línea. Disponible: [https://es.wikipedia.org/wiki/Red\\_el%C3%A9ctrica\\_inteligente](https://es.wikipedia.org/wiki/Red_el%C3%A9ctrica_inteligente). Consultado el 01 de Septiembre del 2015.