

# Aplicación de *Smart Grids* en la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. –EMEESA-



Monografía de Trabajo de Grado

**Fabio Andrés Lasso Arturo**  
**Víctor Gabriel Quijano Vidal**

Director:

Ingeniero Ermilso Díaz Benachí

Codirector:

Ingeniero Juan Fernando Flórez

Universidad del Cauca

Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones

Departamento de Electrónica, Instrumentación y Control

Ingeniería en Automática Industrial

Popayán, 23 de Septiembre de 2013

## **Dedicatoria**

La presente monografía se la dedico a mi familia, que gracias a su apoyo y comprensión permitieron culminar mi carrera.

A mis padres, hermanas y demás familiares, por su incondicional apoyo y confianza, que forjaron mi camino como estudiante, persona y profesional.

A mi padre, Héctor Fabio, por brindarme los recursos necesarios y estar a mi lado apoyándome y aconsejándome siempre.

A mi madre, Raquel, por hacer de mí una mejor persona, a través de sus consejos, enseñanzas y amor.

A mis hermanas, por estar presente durante el transcurso de esta meta.

A mi tía Luz Miriam, mi tío Herney, demás familiares y amigos, que de una u otra manera me llenaron de sabiduría para terminar esta carrera.

## **Agradecimientos**

Primero y antes que nada, dar gracias a Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo académico.

A mis maestros quienes me han enseñado a ser mejor persona en la vida y realizarme profesionalmente.

Un agradecimiento especial a mi director el Ingeniero Ermilso Díaz, por haber hecho posible esta tesis.

A mis compañeros de clases, quienes me acompañaron en esta trayectoria de aprendizaje y conocimientos.

En general, quisiera agradecer a todas y cada una de las personas que han vivido conmigo la realización de este proyecto, que no necesito nombrar porque tanto ellas como yo, sabemos que desde lo más profundo de mi corazón les agradezco, el haberme brindado todo su apoyo, colaboración, ánimo, pero sobre todo cariño y amistad.

***Fabio Andrés Lasso Arturo***

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	7
1. REDES ELECTRICAS INTELIGENTES ( <i>SMART GRIDS</i> ).....	9
1.1 CONCEPTO .....	9
1.2 CARACTERÍSTICAS.....	9
1.3 MODELO ESTRUCTURAL.....	11
1.4 VENTAJAS .....	12
1.4.1 A nivel de las compañías eléctricas: .....	12
1.4.2 A nivel de los consumidores:.....	13
1.4.3 A nivel de la sociedad: .....	14
1.5 REQUERIMIENTOS EN INFRAESTRUCTURA.....	14
1.6 IMPACTO DE LAS TECNOLOGIAS INVOLUCRADAS EN <i>SMART GRIDS</i> EN EL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.....	15
1.6.1 Sistema de Información Geográfica (GIS).....	15
1.6.2 Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) .....	16
1.6.3 Automatización Distribuida (DA).....	16
1.6.4 Sistema de gestión de Cortes (OMS).....	17
1.6.5 Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de Datos (SCADA).....	17
1.6.6 Sistema de Gestión de la Distribución (DMS) .....	17
1.6.7 Dispositivos Inteligentes ( <i>Smart Meters</i> ).....	18
1.7 AUTOMATIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ACTUALES .....	19
1.8 ALCANCES DE LAS <i>SMART GRIDS</i> CON RESPECTO AL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL .....	22
2. INTEGRACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS ACTUALES CON <i>SMART GRIDS</i> PARA AUTOMATIZAR LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	24
2.1 DETECCION Y LOCALIZACION DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.....	26
2.1.1 Análisis en Tiempo Real.....	26
2.1.2 Definición de Análisis en Tiempo Real.....	28
2.1.3 Análisis en Tiempo Real de la Red.....	28
2.1.4 Estimación de estado en Generación y Transmisión .....	28
2.1.5 Estimación de estados en distribución.....	29

2.2	GESTIÓN ACTIVA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DINÁMICO .....	29
2.2.1	Mejora de la planificación del sistemas.....	30
2.3	IMPACTO DE LAS TECNOLOGÍAS EN EL DISEÑO DE REDES INTELIGENTES .....	32
2.3.1	Un modelo de circuito detallado.....	32
2.4	OBTENCION DE DATOS .....	33
2.4.1	SCADA ( <i>SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION</i> ) .....	33
2.4.2	IED “Intelligent Electronic Devices” .....	35
2.4.3	Unidad terminal remota (RTU).....	38
2.5	AUTOMATIZACIÓN DE DISPOSITIVOS DE CONMUTACIÓN Y MECANISMOS DE ALIMENTACIÓN .....	43
2.6	PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN.....	45
2.6.1	Comunicaciones y Distribución Automatizada .....	45
2.6.2	Consideraciones para la selección de comunicaciones DA.....	46
2.6.3	TIPOS DE SISTEMAS DE COMUNICACIÓN .....	47
2.6.4	Opciones de comunicación inalámbrica ( <i>Wireless</i> ) .....	47
2.6.6	Protocolos de comunicación utilizados en la distribución automatizada... 52	
2.6.7	Arquitectura de comunicación en los sistemas de distribución de automatizada. ....	54
2.7	ELECTRODOMÉSTICOS INTELIGENTES Y EFICIENTES.....	55
3.	PLAN DE INTEGRACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS ACTUALES CON SMART GRIDS.....	56
3.1.1	MISIÓN EMEESA .....	58
3.1.2	VISIÓN EMEESA.....	58
3.2	DIAGNOSTICO INTERNO Y DIAGNOSTICO EXTERNO (Infraestructura Tecnológica EMEESA).....	58
3.2.1	Generación.....	58
3.2.2	Distribución (campo de acción del proyecto) .....	60
3.3	DEFINICION DE LOS SUPUESTOS DEL PLAN, FACTORES PREVIOS DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SMART GRID EN EMEESA. ....	62
3.4.1	Implementación de medición inteligente ( <i>Smart Metering</i> ).....	63
3.4.2	Sistema de gestión de distribución, acceso a los medidores inteligentes .....	66
3.4.3	Criterios de Diseño y Reconfiguración de la Red de Distribución Eléctrica, para el inicio de la Formación de las <i>Smart Grids</i> . ....	68

3.4.4	PROYECTO PILOTO <i>SMART GRID</i> .....	70
3.4.4.1	ARQUITECTURA REGIONAL.....	71
4.	CONCLUSIONES.....	86
5.	TRABAJOS FUTUROS.....	87
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	88

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Componentes típicos de una Smart Grid	12
Figura 1.2 Infraestructura de <i>Smart Grids</i>	15
Figura 1.3 Estructura de redes eléctricas y comunicación	22
Figura 2.1 Niveles <i>Smart Grid</i>	26
Figura. 2.2 Configuración Típica de un SCADA	34
Figura 2.3 Configuración IED en un SCADA	36
Figura 2.4 Estructura del IED	36
Figura 2.5 Interfaz de funcionamiento de los RTU en los sistemas de Distribución	39
Figura 2.6. Componentes y conexiones de los RTU	42
Figura 2.7. Componentes de un bloque de conmutación de control remoto	45
Figura 2.8 Componentes de un bloque de conmutación de control remoto	47
Figura 2.9. Funcionamiento de un sistema PLC en una red de distribución eléctrica automatizada	52
Figura 3.1. Generación de Hidroelectricidad	59
Figura 3.2 Protocolo ICCP	72
Figura 3.3 Sistema Integrado Regional (SIR) de Operación de la Distribución	73
Figura 3.4. Evolución arquitectura de los SIR	76
Figura 3.5. Componentes Principales del Sistema	76
Figura 3.6. Componentes Funcionales de la Arquitectura	77
Figura 3.7. Niveles Fundamentales de un SCADA	78

## LISTA DE IMAGENES

Imagen 3.1 Planta EMEESA Coconuco	57
Imagen 3.2. Generador Turbina Tipo Francis EMEESA	59
Imagen 3.3. PLC y HMI SIEMENS	60
Imagen 3.4. Subestación Principal	60
Imagen 3.5. Transmisión Principal – Popayán	61
Imagen 3.6. Subestación Municipio Puracé, Cabecera Municipal Coconuco	61
Imagen 3.7 Medidor Inteligente Itron SL700 en Campo	62



## INTRODUCCIÓN

La sociedad colombiana sufre de graves problemas socio-culturales, por cuanto ha concebido ideas erradas acerca del servicio de energía eléctrica, una de ellas es el concepto de que el aprovechamiento de dicho servicio por ser de primera necesidad debe ser gratuito o tener un bajo costo, propagando una ausencia de cultura de pago por los bienes y servicios recibidos. Es por esto que la población incurre masivamente en situaciones de morosidad, así como en acciones de fraudes y conexiones ilegales ocasionando lo que se conoce como pérdidas eléctricas no técnicas. La realidad en cuanto a las pérdidas de energía en el país, evidencia la masiva propagación del fraude eléctrico como una práctica común en todos los estratos sociales y económicos, por ello las empresas encargadas de prestar el servicio deben establecer estrategias de fiscalización y legislación que permitan reducir estas pérdidas, adicionalmente a esta propuesta destinada a mejorar las políticas de las empresas, es necesario contar con nuevas tecnologías en toda la red eléctrica nacional que permitan revertir las debilidades y adversidades por las cuales atraviesa el sistema eléctrico nacional, incrementando el grado de *automatización* y mejorando la capacidad de registro y análisis de información.

Partiendo de lo anterior, resulta indispensable realizar la implementación progresiva de la ideología planteada por las redes inteligentes “*Smart Grids*” en el Sistema eléctrico, mejorando el servicio disponible, construyendo una red automática, eficiente, segura, y flexible.

A través de las redes inteligentes el sector eléctrico busca mejorar su infraestructura, fortaleciéndola y haciéndola capaz de solventar la era digital, con objetivos dirigidos a mejorar los puntos críticos que la etiquetan como una red obsoleta; aumentando el potencial de cada una de las fases del sistema eléctrico existente. El mercado de la electricidad y redes en Colombia debe evolucionar progresivamente a fin de cumplir con los requerimientos de las nuevas redes de distribución inteligentes (*RDI*) que basan sus principios en la automatización del sistema e implementación de fuentes renovables de energía eléctrica, para lograr una transición exitosa hacia un sistema energético sostenible en el futuro. Se requiere de la participación conjunta de los entes de gobierno departamentales y nacionales, consumidores, empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras; enfocados en alcanzar una red que se ajuste a las necesidades de los clientes, logre la conexión de toda la población al sistema eléctrico nacional, garantice la seguridad y calidad de suministro del servicio y responda



efectiva y eficientemente frente a las adversidades que pueda presentar dicha red.

El desarrollo del proyecto se basa en el estudio que lleve a la elaboración de un plan, que a futuro permita realizar la integración de las redes eléctricas actuales, con las tecnologías vigentes del mercado de *Smart Grids*, para automatizar la distribución de energía eléctrica, aplicado a la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. – EMEESA-.

Siendo factible la implementación de las redes de distribución inteligentes en Colombia como una posible solución segura a los inconvenientes que presenta y puede presentar el sistema eléctrico nacional, es por ello, que en el proyecto, a través del estudio de tecnologías se llega a la definición del Plan de integración de las redes de distribución eléctrica actuales con *Smart Grids*.





## 1. REDES ELECTRICAS INTELIGENTES (*SMART GRIDS*)

### 1.1 CONCEPTO

El término *Smart Grid* hace referencia a la red eléctrica que puede costear eficientemente y de manera integrada el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella (los elementos generadores, consumidores, y los que hacen las dos cosas), con el fin de asegurar económicamente la eficiencia, un sistema de potencia sostenible con bajas pérdidas, altos niveles de calidad y seguridad en el suministro [1].

### 1.2 CARACTERÍSTICAS

La guía IEEE P2030 expone los principios o características que debe presentar la arquitectura de un sistema *Smart Grid* [2]:

- Estandarización: tanto los elementos de la infraestructura como los procedimientos o métodos se interrelacionan, deben estar definidas, publicadas, ser útiles y estables todo el tiempo.
- Abierto: su infraestructura debe estar basada en tecnología que se encuentre habilitada a todos los integrantes calificados en un fundamento no discriminatorio.
- Interoperabilidad: la estandarización de las interfaces dentro de la infraestructura debe ser organizada de tal forma que el sistema pueda ser fácilmente ajustado para una situación particular (geográfica, aplicación específica, circunstancia de negocios, etc.), pero dicho ajuste no debe prever necesariamente la forma como se comunicarán los elementos que componen la infraestructura.
- Seguridad: la infraestructura debe ser protegida contra el acceso no autorizado y las interferencias con el sistema en operación normal. Esto implica las constantes políticas de privacidad de información y otros aspectos de seguridad.
- Extensibilidad: la infraestructura no debe ser diseñada con constantes incorporadas ya que esto generaría dificultades al momento de extender sus capacidades, como por ejemplo cuando se requiera la implementación de aplicaciones que sean



desarrolladas a futuro. Para lograr este objetivo la información debe estar definida y estructurada (modelo de datos), separando inclusive la definición de la información de los métodos empleados para transmitirla.

- Escalabilidad: la infraestructura debe poder expandirse a lo largo de todo el sistema de potencia sin ninguna limitación inherente de su tamaño.
- Maniobrabilidad: los componentes de la infraestructura pueden tener su propia configuración y manejo, las fallas pueden ser identificadas y aisladas, y las componentes deben ser remotamente manejables.
- Capacidad de actualización: las configuraciones, software, algoritmos y credenciales de seguridad de la infraestructura pueden ser actualizados de forma segura con el mínimo de visitas a sitios remotos. Esto constituye un aspecto particular de la maniobrabilidad.
- Capacidad de compartir: la infraestructura debe usar recursos compartidos que ofrezcan economía en la escala, minimice la duplicación de esfuerzos, y si está apropiadamente organizada, fomente la introducción de soluciones innovadoras y competitivas.
- Ubicuidad: los usuarios autorizados de *Smart Grids* deben fácilmente sacar ventaja de la infraestructura y que esto se provea sin tener en cuenta la ubicación geográfica ni otro tipo de barreras.
- Integridad: la infraestructura opera en un alto nivel de disponibilidad, desarrollo y confiabilidad. Esto implica que se re direccionen las comunicaciones de forma automática, se opere durante las salidas del sistema y almacena información por intervalos suficientes para poder recuperarse de eventos de falla.
- Fácil de usar: debe contar con procedimientos y reglas lógicas, consistentes, y preferiblemente intuitivas para el uso y el manejo de la infraestructura. El sistema enriquece la interfaz, generalizando la información, evitando, si fuese necesario, las acciones por parte del usuario de *Smart Grid*.



### 1.3 MODELO ESTRUCTURAL

Para lograr un modelo de operación “inteligente”, las *Smart Grids* añaden al sistema eléctrico funciones de automatización mediante la integración de tecnologías de medición avanzada que proporcionan información acerca del consumo de energía y funciones de control para aplicaciones de domótica, dispositivos electrónicos inteligentes (*IED's*) que proporcionan visibilidad sobre las condiciones y control de los parámetros de la red eléctrica, y herramientas software con aplicaciones avanzadas que brindan soporte para mejorar la toma de decisiones humanas, permitiendo un diagnóstico eficaz y preciso de las soluciones ante una contingencia. Estos elementos permiten la implementación de estrategias de automatización complejas como el control de reactivos, la detección automática de fallas, el auto-saneamiento de la red y el balanceo automático de cargas para mejorar la confiabilidad, sostenibilidad, seguridad y desempeño del servicio de distribución de electricidad. En resumen, una *Smart Grid* se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, de forma que se mejora en todos los aspectos las funcionalidades del suministro eléctrico. Un sistema se convierte en inteligente adquiriendo datos, comunicando, procesando información y ejerciendo control mediante una realimentación que le permite ajustarse a las variaciones que puedan surgir en un funcionamiento real [3].

Una parte importante en el desarrollo del concepto de *Smart Grid* son las comunicaciones entre los diferentes dominios que conforman el actual modelo de redes inteligentes (figura 1.1 Componentes Típicos), para obtener una fuente de energía segura, fiable y ante todo económica, la *Smart Grid* debe de estar soportada por un sistema sólido de comunicación. Es por esto que para la implementación de este nuevo sistema, que conlleva grandes cambios al actual, se ha planteado una serie de procesos de normalización en los estándares de comunicación, con el fin de crear un sistema robusto y de fácil interoperabilidad [2], bajo nuevas y mejores tecnologías, entre los diferentes equipos que conforman las etapas del sistema eléctrico [6]. (Ver anexo A, Comunicaciones en *Smart Grids*)

Deben permitir que dichos dominios y sus sistemas tengan una comunicación estable y segura. Es por esto que se han presentado grandes avances en éste campo, brindando soluciones eficientes al envío y recepción de información. Estos avances se presentan para todos los diferentes dominios, pero se encuentra mayor innovación en los sistemas de distribución y en la interacción del cliente con el sistema,



en donde se ha puesto la mayor atención a que el usuario no sea indiferente al proceso.

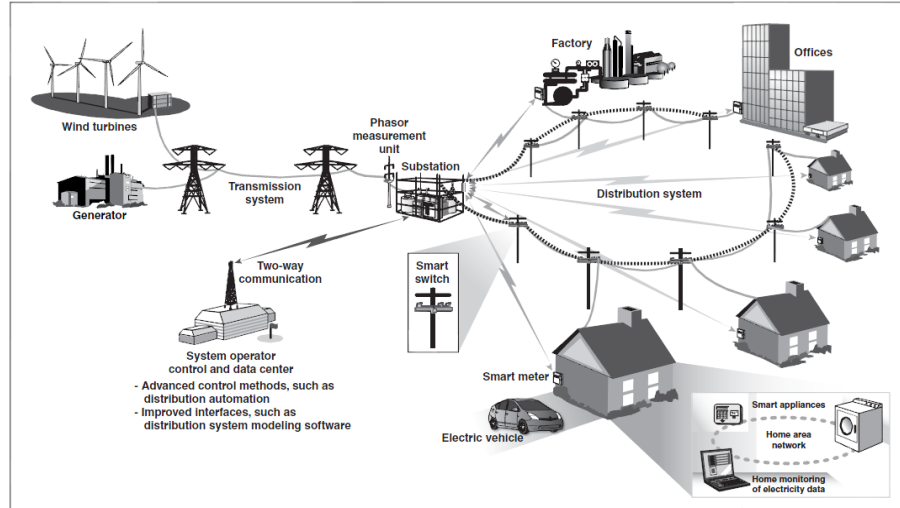


Figura 1.1 Componentes típicos de una Smart Grid [4]

## 1.4 VENTAJAS

Dentro del estudio para la implementación de los sistemas inteligentes deben tenerse en consideración ciertos criterios básicos que justifiquen su aplicación como nuevo modo de trabajo de las redes de distribución, es por ello que a continuación se enumeran algunas de las principales ventajas de esta nueva era tecnológica dentro de los sistemas eléctricos.

### 1.4.1 A nivel de las compañías eléctricas:

- Permiten conocer el estado de la red en tiempo real, lo cual facilita realizar operaciones que incrementen el ciclo de vida útil de todos los componentes de la red y disminuyan el tiempo de interrupción del servicio eléctrico.
- Permiten registrar dónde y cuándo, se produce un corte del servicio, inclusive antes de que los clientes efectúen sus reclamos, permitiendo mejorar la calidad del servicio, disminuyendo los tiempos de reparación y cantidad de energía no suministrada, lo cual logra incrementar los ingresos de las distribuidoras disminuyendo gastos de mantenimiento



- Mediante un balance de energía permanente casi en tiempo real permiten determinar las pérdidas de energía y hurtos en el sistema eléctrico.
- Mediante la tecnología de comunicación logran percibir los consumos de los clientes en línea, evitando así el traslado de cuadrillas para la lectura de los medidores, así mismo las *Smart Grids* permitirán realizar sobre la red gestiones a distancia como la suspensión y reconexión del servicio, implementar sistemas prepagos, y limitar la potencia entregada.
- Mediante análisis de datos a través de software, logran conocer el perfil de demanda de cada cliente lo cual permite dimensionar la infraestructura requerida para cubrir las diferentes variaciones en la demanda, racionalizando el consumo de energía y las inversiones relacionadas con los activos de: generación, transporte y distribución. Incorpora nuevas maneras de generación distribuida de electricidad; es decir, la colocación de micro generadoras u otro tipo de generación como eólica o paneles solares, con la finalidad de descentralizar la generación de energía en volúmenes menores.

#### **1.4.2 A nivel de los consumidores:**

- Permiten tener acceso a la información sobre el consumo de energía facilitando datos a los usuarios como cantidad consumida y periodo de tiempo durante el cual se realizó el consumo, lo cual les ayudara a tener mayor control sobre su consumo para que este sea más eficiente y racional.
- Tendrán la posibilidad de conocer las ofertas por períodos horarios, además de otros tipos de incentivos que lleven a modificar los hábitos de consumo dentro de los usuarios permitiéndoles ser más conscientes de los recursos energéticos.
- Permiten la integración activa de toda la red de consumidores a los procesos para la entrega final del servicio, con el fin de crear conciencia en los consumidores.
- Permiten a los consumidores que poseen sistemas de generación de energías alternativas, monitorear la cantidad de energía generada y consumida para poder entregar mediante previos convenios establecidos con las empresas distribuidoras su excedente.



### 1.4.3 A nivel de la sociedad:

- Hacer más eficiente el aprovechamiento de recursos humanos y el aumento del Producto Interior Bruto de las empresas.
- Aumento de la seguridad en las instalaciones y en las operaciones. Disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Impulso para la implementación de nuevas tecnologías que se integren a la distribución de energía.

## 1.5 REQUERIMIENTOS EN INFRAESTRUCTURA

La evolución de los sistemas de medición inteligente ha sido constante y la solución AMI (Infraestructura de Medición Avanzada), es considerada hoy como uno de los primeros pasos para la transición hacia las *Smart Grids*.

La competitividad del sector eléctrico nacional e internacional está inmerso en la necesidad de transformar sus redes, haciendo que la distribución de energía eléctrica se realice de forma más confiable, segura y económica, mejorando la atención al cliente, potenciando y desarrollando las tecnologías actuales de control, supervisión y adquisición de datos, gestión de la distribución, sistemas de información geográfica (GIS) e Infraestructura de medición avanzada (AMI). Por ende, las *Smart Grids* su Infraestructura presentan los siguientes niveles:

- a. Sistemas automáticos de control y análisis de información
- b. Plataforma de comunicación inteligente
- c. RTU y dispositivos inteligentes

Las áreas de operación trabajan en conjunto con el sistema de gestión de distribución (DMS), con el sistema de adquisición, supervisión y control de datos (SCADA), con la infraestructura de medición avanzada (AMI), con el sistema de gestión de cortes (OMS), logrando así, la Automatización de Distribución (DA), como se representa en la figura 1.2.

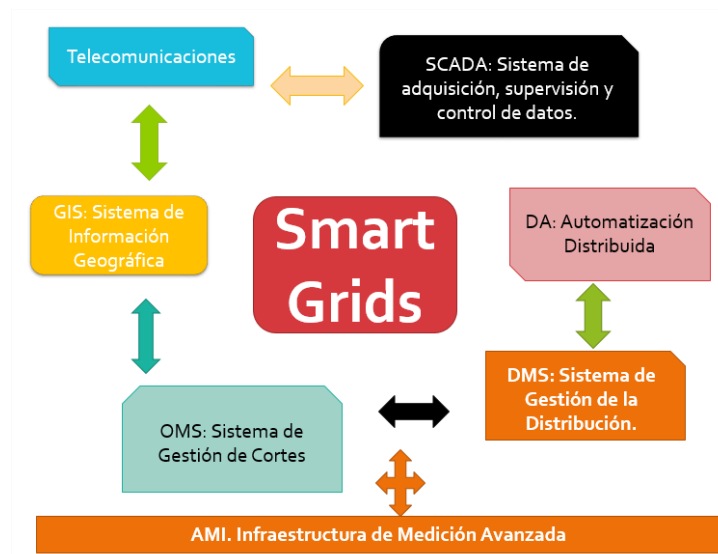


Figura 1.2 Infraestructura de *Smart Grids*. Fuente: [Propia]

## 1.6 IMPACTO DE LAS TECNOLOGIAS INVOLUCRADAS EN *SMART GRIDS* EN EL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

En el proceso de investigación acerca de *Smart Grids*, es pertinente saber si las tecnologías aplicadas repercuten en el diseño de los sistemas de distribución de energía eléctrica, este impacto será analizado a través de los siguientes elementos:

### 1.6.1 Sistema de Información Geográfica (GIS)

Los datos arrojados por el GIS deben ser de alta calidad. No es tolerable tener errores en la planificación o mapa de recursos, pero se pueden aceptar datos incorrectos en un sistema que controla automáticamente el sistema de distribución eléctrica. Los errores pueden ocasionar cortes de mayor tiempo e incluso accidentes, la revisión de los procesos de calidad de los datos y la garantía ayuda a hacerles frente a estos particulares. Los datos requeridos para efectuar operaciones de *Smart Grids* requieren ser medidos en el instante cuando se ha producido un cambio en el campo reflejado por el GIS.



### **1.6.2 Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)**

Los *Smart Meters* o Medidores Inteligentes, son los elementos fundamentales en una *Smart Grid*. Estos medidores serán capaces de conectar y/o desconectar los servicios a largas distancias, registrar formas de onda, monitorear la tensión y la corriente. Las *Smart Grids* pretenden que las medidas tomadas por estos dispositivos sean en tiempo real, permitiendo esto a la vez que se pueda igualar los patrones de distribución de carga en el sistema.

### **1.6.3 Automatización Distribuida (DA)**

El termino Automatización Distribuida, se refiere a la supervisión, el control y a funciones de comunicación situado en el alimentador. Desde una perspectiva del diseño, los aspectos más importantes de este concepto se encuentran en las áreas de protección y de conmutación (normalmente estas características se encuentran en un mismo dispositivo).

Este tipo de dispositivos son capaces de interrumpir la corriente de falla, monitorear las corrientes y voltajes, comunicarse entre sí, y automáticamente reconfigurar el sistema para retornar el servicio a los clientes, entre otras características.

La capacidad de rapidez y flexibilidad para reconfigurar una red de alimentadores es un componente clave de las *Smart Grids*. Esta capacidad, habilitada por el DA, también requiere de una distribución de componentes que tienen la capacidad suficiente para aceptar la transferencia y requiere de un sistema de protección, para aislar correctamente una falla en la topología reconfigurada. Esto repercute en gran medida en el diseño del sistema. En la actualidad la mayoría de los sistemas de distribución de energía eléctrica, están diseñados sobre la base de un gran alimentador principal, en tres fases y luego, se subdivide en fases monofásicas laterales.

Una *Smart Grid*, no solo trata de conectar a los clientes de las subestaciones, al más bajo coste posible, si no, que esta alimentación puede ser rápida y flexiblemente reconfigurada, por lo tanto, en un futuro los sistemas de distribución de energía eléctrica serán diseñados como una red integrada de líneas de distribución, la cual se conecta a múltiples subestaciones.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica actuales coordinan dispositivos de protección, en una *Smart Grid*, la topología es flexible, generando un impacto en el diseño del sistema. Se deben planificar estas protecciones para una variedad de configuraciones de la red.





#### **1.6.4 Sistema de gestión de Cortes (OMS)**

El OMS es una herramienta que le permite al operario de la *Smart Grid*, posicionarse, efectuar la suspensión o reconexión del servicio de manera ágil y eficiente, evitando el desgaste que produce el traslado de operarios al sitio, como se realiza en las redes actuales.

#### **1.6.5 Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de Datos (SCADA)**

Es un software diseñado para el monitoreo y control de la producción, dotado de comunicación con los dispositivos ubicados en campo, permitiendo desde la interface de pantalla el control del proceso por parte del operario. Esta información que brinda el SCADA permite análisis en tiempo real, estudios posteriores y obtención de indicadores que permitan la retroalimentación de un proceso.

#### **1.6.6 Sistema de Gestión de la Distribución (DMS)**

La tendencia hacia las *Smart Grids* supone una replicación o expansión de las capacidades existentes en la red de transporte a la red de distribución, teniendo en cuenta que, a diferencia de la red de transporte, los propietarios y gestores de las redes de distribución son varios. Esto implicará la definición de instrumentos estándares y la creación de herramientas basadas en soluciones técnicas ya probadas que permitan la integración de todo tipo de plantas generadoras, una gestión descentralizada de la energía, una automatización de la distribución y servicios de medida, apoyadas por un sistema de comunicaciones que llegue hasta el usuario final. [3].

En esta sección del sistema de energía se destaca el uso de dispositivos con capacidad de comunicación bidireccional hacia los consumidores. Estos dispositivos disponen de funcionalidades que permiten el control de segmentos de carga residencial, por ejemplo permitiendo la desconexión de ciertos elementos del sistema como lo son aires acondicionados, durante los instantes de máxima demanda.

Se pretende que el sistema de distribución alcance las siguientes funcionalidades:

- a. Permitir a la red la integración de nuevos usuarios con nuevos requerimientos.
- b. Mejorar la eficiencia del sistema en la operación diaria.



- c. Mejorar la seguridad de la red, el sistema de control y la calidad de alimentación.
- d. Mejorar la planeación a la hora de invertir en redes futuras.
- e. Mejorar el funcionamiento del mercado y el servicio al cliente.
- f. Habilitar al usuario para que sea un miembro más directo y activo en la utilización eficiente de energía.

Una importante característica del sistema *Smart Grid* es la integración del usuario como participante en la red. Por ello, se fomenta la creación de interfaces de usuario que permitan el fácil acceso a la información generada en el sistema (tanto de consumo local, como generación global).

La plataforma de gestión energética integrada se desarrollará con funciones avanzadas de retroalimentación para los clientes (residencial y comercial). Esta plataforma se integrará al AMI, es decir será una interfaz entre el usuario y los medidores inteligentes. Este sistema automatizado para el cliente, le permitirá, la conservación de la energía, la óptima distribución, el almacenamiento y carga desde sistema de distribución.

Este sistema de gestión de energía, le permitirá al usuario, tomar el control, automatización de la energía, prácticas de conservación y respuesta a la demanda sobre la base de sus preferencias particulares. Para lograr este efecto los medidores inteligentes se comunicarán con los electrodomésticos, y el tablero de instrumentos estará dotado de controles de sus operaciones. Además, esta plataforma idealmente ofrecerá servicios auxiliares para el servicio público local como: rotación de la reserva, regulación de cargas (*load-following regulation*), e intermitencia por la gestión de la energía eólica y solar.

### **1.6.7 Dispositivos Inteligentes (*Smart Meters*)**

La capacidad de la infraestructura de medición avanzada (*AMI*) es el gran factor sobre el cual muchos ven los beneficios de las tecnologías *Smart Grid*. Esta infraestructura puede proveer servicios con la capacidad de control para el uso racional de energía del hogar, no sólo para un único usuario. Cuando se maneja un grupo mayor de usuarios (un barrio o incluso mayor), se podrían crear estrategias de control para el ahorro energético con poca participación (o nula) de los usuarios. Conociendo la información a cada momento de los movimientos en el flujo de carga, se puede determinar la curva de consumo diaria que tiene el usuario y mirar en cuales momentos son altos y bajos.



Con la utilización de los medidores inteligentes, prácticamente se podría tener una “conversación” con la red, mediante sistemas de control que permitan la regulación energética lo más eficiente posible, con poca participación del usuario (no le genera pérdidas de su comodidad).

En la búsqueda del desarrollo de una Red de Distribución Inteligente (RDI), radican muchos inconvenientes a la hora de seleccionar productos del mercado, ya que se debe considerar: las condiciones normales y anormales de trabajo, los límites de operación de los equipos y sistemas (estabilidad, oscilaciones mantenidas, protecciones), denominados problemas operativos. La implementación de dispositivos inteligentes en los sistemas eléctricos es el primer paso para la transformación del sistema actual en una red eficiente capaz de responder a las adversidades que se le presentan de manera autosuficiente. Estos dispositivos aportan a la *Smart Grid*, funciones de control, manejo y mantenimiento de la red, la identificación de fraudes, identificación de zonas donde en la red los niveles de calidad no garantizan la fiabilidad del servicio e incluso las zonas que puede estar en riesgo por algún problema técnico.

Para lograr la implementación de dichos dispositivo, es conveniente partir del análisis de las principales debilidades de los dispositivos clásicos y/o actuales que presentan el sistema actual.

## **1.7 AUTOMATIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ACTUALES**

En los sistemas eléctricos actuales los interruptores, reconectadores y seccionadores no son dispositivos automatizados, razón por la cual, los sistemas han integrado actuadores como operadores en un caso secundario, considerando que todos los demás dispositivos son de accionamiento manual, estos dispositivos de mando secundario toman la forma de relés de protección para romper el fallo y dispositivos electrónicos inteligentes tipo PLC, encargado de contar los pulsos cuando se utiliza un seccionador.

Estos PLC brindan niveles de funcionalidad y capacidad de entrada y salida, están integrados con el dispositivo principal para proporcionar interfaz de comunicación y la lógica para la automatización, logrando así un dispositivo automático.

En la actualidad, la manera en que las redes de distribución se gestionan, está influenciada por la falta de control remoto y monitoreo en tiempo real, lo que requiere una considerable intervención manual para la toma de decisiones y operaciones.



El alcance y la cantidad de los elementos que componen una red de distribución imponen la necesidad de manipular un número considerable de información para garantizar el funcionamiento satisfactorio, eficaz y seguro de los sistemas eléctricos.

Este entorno actual del sistema de operación se impone las siguientes dos condiciones en la distribución de la energía, que se hacen necesarias mejorar mediante la automatización del sistema.

- Condiciones normales: existen actividades que actualmente, se encuentran en manos de los operario, quienes se encargan de ejecutar planes de conmutación, para el mantenimiento planeado, seguimiento de las operaciones del sistema, consideraciones de la posibilidad de establecer configuraciones de funcionamiento óptimo, responder según los recursos presentes a sobrecargas o bajas tensiones dentro de los límites, mantenimiento general de información de control y la actualización de las estadísticas de gestión completadas hasta el momento.
- Condiciones de emergencia: las fallas en la red son eventos no planeados, por lo que controlarlas y restablecer el servicio, es un proceso que actualmente se realiza manualmente, a través de los operarios técnicos, quienes se encargan de organizar la restauración de la red, lo más rápido como sea posible, lo que implica, la preparación y ejecución de planes de conmutación para aislar la falla, restablecer el suministro y realizar la reparación manual de los dispositivos de conmutación y control remoto afectados, así como verificación de la ubicación de la falla y comunicación del problema a los clientes afectados.

Operar un sistema con un número de dispositivos controlados a distancia bajo y que la gran mayoría de los dispositivos requieren operación manual en campo, requiere del uso de sistema de apoyo de información automáticos que se integren y contribuyan de alguna manera en la obtención de información en tiempo real para la resolución de adversidades presentadas en proceso.

La automatización de los sistemas de distribución, va desde el control de los procesos de las redes eléctricas, el control remoto de sistemas



de comunicación adaptados a los dispositivos existente, todo esto apoyado en un sistema de gestión de distribución (DMS), el cual basa sus soporte en el sistema de Información Geográfica (GIS), para la georeferenciación y clasificación de los dispositivos y elementos, además de la integración con el sistema de automatización de la distribución (DAS).

El DMS permite conocer en todo momento el estado operativo de la red eléctrica y su repercusión sobre los usuarios, coordina todas las funciones, aguas abajo en tiempo real dentro de la distribución de energía eléctrica, maneja toda la información necesaria para controlar y gestionar adecuadamente la red. La clave para un DMS es la organización de una base de datos del modelo de la red de distribución, la posibilidad de acceso a toda la infraestructura de transmisión de información (plataforma de comunicación) y las aplicaciones necesarias para mantener y sustentar las tareas diarias de funcionamiento.

El DAS es un subsistema del DMS, que incluye todos los dispositivos de control remoto a nivel de la subestación y los alimentadores o circuito primarios (por ejemplo: interruptores, reconectores, seccionadores, transformadores, etc.), para lograr la automatización e integración de estos dispositivos inteligentes con posibilidad de control a distancia. Aunque esto podría sonar demasiado ambicioso para algunas partes de las redes de distribución actuales, ya que sufren importantes retrasos en el aspecto de comunicación e infraestructura que representan inversiones significativas, pero aun así, la automatización del sistema eléctrico es la clave fundamental para alcanzar un mayor manejo de información y control, toma de decisiones necesarias y lograr una operación más inteligente de la red de distribución, lo que implica una gran inversión económica.

La selección de todos los componentes principales dentro de los sistemas de distribución inteligentes son claves para la mejora de los sistemas actuales, una vez definidos, los medios de comunicación y el protocolo tiene que ser seleccionado e integrado en la arquitectura completa DA (Automatización Distribuida).

Existen dos enfoques básicos para la aplicación de DA, el montaje de la instalación de control remoto para comunicación, y la instalación de equipos de automatización específicamente diseñados para mando a



distancia, para reemplazar todos los equipos y dispositivos manuales de la redes existentes.

Las redes eléctricas en todo el mundo están entrando en un periodo de cambio, esta evolución mejorará la fiabilidad del suministro y/o apoyará la evolución hacia un abastecimiento energético más sostenible [10], en el que se requiere mejorar los métodos de control y gestión, centrarse más en las necesidades y percepciones de los clientes. Todo en concordancia con políticas, estrategias, planes, acciones y servicios que integren diferentes fuentes de Energía y TI (tecnologías de información) con una participación activa de la demanda, ver Figura 1.3 [5].

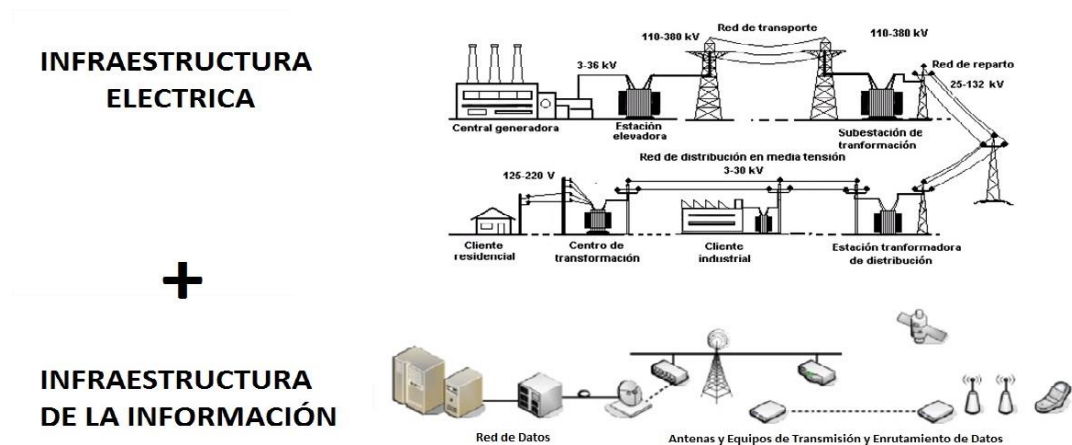


Figura 1.3 Estructura de redes eléctricas y comunicación.

Los dispositivos electrónicos inteligentes, tienen la capacidad de adquisición y transmisión de datos, en conjunto con una serie de sistemas integrados entre sí, como lo es el SCADA, el cual trabaja de forma autónoma para la presentación de datos, la salida de los controles, la activación de alarmas y registro de información, lo cual permite facilitar y optimizar los procesos de la red eléctrica.

## 1.8 ALCANCES DE LAS SMART GRIDS CON RESPECTO AL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

Las *Smart Grids*, se enfocan en aumentar el potencial de cada faceta del sistema de suministro eléctrico, lo cual permite lograr dentro de todo el sistema eléctrico cambios significativos como:

- Sistemas capaces de prever y responder a las perturbaciones de la red, realizando una retroalimentación continua de la misma.



- Sistemas robustos ante perturbaciones y/o desastres naturales, es por ello, que la Red Inteligente a través de directrices adecuadas se enfrentará a estos eventos.
- Redes con capacidad de suministro de energía y parámetro de calidad adecuada a la era digital, ya que pueden garantizar de mejor manera la capacidad de generación instalada.
- Lograr propiciar y estimular el respecto a los reglamentos y normativas dentro del campo eléctrico.
- Estimular el aumento de la generación distribuida, incluyendo la autogeneración por parte del consumidor.

Otro particular es identificar el concepto de eficiencia dentro de los sistemas eléctricos entre los que podemos evidenciar características como:

- Reducción de pérdidas de energía
- Pérdidas técnicas en la red
- Disminuir el costo de operación por red
- Energía no entregada
- Disminuir el costo por desarrollo de la red
- Eficaz utilización de las instalaciones de distribución de energía
- Mejora de la calidad del servicio
- Regulación de tensión en la línea con interruptores en servicio
- Regulación *off-line*: auto curable y adaptable.
- Resiste ataques y disturbios
- Mejora la interactividad
- Integra datos y funciones

En resumen, los sistemas de redes eléctricas constituyen la columna vertebral de la industria y calidad de vida de cualquier país a través de los sistemas de Generación, Transmisión, Transformación y Distribución eléctricos, proporcionando la energía necesaria para todas las actividades que se llevan a cabo cotidianamente. Una Red Inteligente o *Smart Grid* asegura económicamente la eficiencia y la sostenibilidad con un nivel alto de calidad



en el suministro eléctrico, presentando una arquitectura regida por estándares que garantizan la Interoperabilidad, seguridad, escalabilidad, maniobrabilidad e integridad del sistema; soportado en la infraestructura eléctrica actual (Generación, elevación, transporte, transformación y distribución), adicionando todo el avance tecnológico en Redes de Comunicación permitiendo la adquisición, supervisión y control de la información, necesarios para llevar a cabo esta nueva Filosofía tecnológica [7].

## **2. INTEGRACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS ACTUALES CON SMART GRIDS PARA AUTOMATIZAR LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Un sistema de distribución generalizado puede contener AMI, DA, y altos niveles de Gestión de Distribución, cada una de estas tecnologías tiene ciertas implicaciones para el diseño del sistema. Sin embargo, una verdadera red inteligente no trata a estas tecnologías por separado. Todo lo contrario, una red inteligente integra las funciones de Infraestructura de medición Avanzada (AMI), Automatización Distribuida (DA), y Sistema de Gestión de Distribución (DMS) de modo que el total de los beneficios son mayores que la suma de cada parte.

Actualmente, los sistemas de distribución están diseñados para entregar energía a los clientes dentro de ciertos límites de tensión sin sobrecargar el equipo. En una *Smart Grid*, estos criterios se dan por enterados [8]. Los lineamientos en las cuestiones de diseño para una red inteligente serán entonces el costo, la confiabilidad, la flexibilidad de la generación, y la elección de los usuarios. Por los que se considera mostrar de manera ejemplificada y conceptualizada las etapas que están siendo planteadas para conseguir una Red Inteligente, así:

### **Primera Fase:**

- Investigación y desarrollo de tecnologías y aplicaciones.
- Pruebas en campo para validar las soluciones.
- Estandarización.





## Segunda Fase:

- Introducción de un sistema de soluciones probadas.
- Aplicación de modelos piloto técnico y económico.

De esta manera se busca incentivar la inversión y que se reduzca los riesgos. Por tal razón, es necesario establecer la consolidación de los siguientes niveles dentro de un grupo compacto para conseguir una *Smart Grid* a la altura de satisfacer los lineamientos antes mencionados.

- Nivel 0: Nuevas Tecnologías de Generación
- Nivel 1: Redes de Transmisión Inteligente
- Nivel 2: Redes de Distribución Inteligente: Alto nivel de automatización (AMI), monitoreo y control de la red (SCADA). Medición inteligente y Sistema de Geo referencia (GIS).
- Nivel 3: Integración Inteligente: Gestión de la Distribución (DMS). Vehículo Eléctrico.
- Nivel 4: Administración Inteligente de Energía. Gestión activa de la demanda. Mejora de la eficiencia energética. Nuevas formas de comercialización.
- Nivel 5: Clientes Inteligentes: Los clientes conocen y participan de los nuevos servicios [9].



Figura 2.1 Niveles *Smart Grid*. CENACE, Desarrollo *Smart Grid*.

[Fuente: CENACE, Desarrollo de *SMART GRIDS*, Proyecto redes Eléctricas Inteligentes]

## 2.1 DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Una visión de la red moderna debería incluir dentro de sus características las cualidades de auto recuperación, confiabilidad y seguridad para garantizar cierta calidad en el servicio. Para lograr estas cualidades, uno de los aspectos más importantes es la detección y localización de fallas en el sistema de distribución. Por consiguiente, una *Smart Grid* debe estar conformada por dispositivos y métodos que ayuden a la detección y localización temprana de fallas, para esto se analizara la importancia del análisis en tiempo real y la utilización de nuevas técnicas como las redes neuronales de control inteligente, para la detección de fallas [9].

### 2.1.1 Análisis en Tiempo Real

Para el sector eléctrico, es cada vez más necesario controlar y analizar mejor los sistemas de distribución, y para una red *Smart Grid*, esta es una de las principales prioridades. La planificación y el funcionamiento



de las redes, es cada vez más complejo. El análisis en tiempo real está siendo visto como necesario para lograr la eficiencia operativa y una aceptable calidad del servicio. Estos se lograrán con la combinación de circuitos computarizados de análisis de medidas en tiempo real de los parámetros de la red (voltaje y corriente en la red) y las salidas (consumo del cliente) [11].

Con los instrumentos analíticos, opciones de visualización, y sistemas de control, el análisis en tiempo real permitirá que los operadores de la red gestionen de forma activa la red para lograr una mejor eficiencia operativa y para anticipar y evitar interrupciones del servicio y otros problemas de funcionamiento. La mayoría de las herramientas necesarias para el análisis en tiempo real ya están disponibles. Equipos de análisis del flujo de carga han sido utilizados por empresas de servicios públicos de transporte y distribución por décadas para simular y analizar la tensión, corriente, y el flujo de potencia real y reactiva del sistema para la planificación y las operaciones. El SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ha llegado a ser, casi de uso universal por las empresas de distribución y hace posible el seguimiento y control en línea de los generadores, las líneas de transmisión, subestaciones, líneas de distribución, y de equipos y dispositivos.

Los medidores inteligentes, en la última década, se han convertido en una importante y ampliamente herramienta utilizada no solo para la lectura de medidas residenciales y comerciales, sino también para la adquisición de datos sobre el sistema de distribución.

Los desafíos para el análisis en tiempo real y la gestión activa de la red incluyen la consecución del pleno despliegue del SCADA, contadores inteligentes, la obtención del ancho de banda necesario y velocidad de las comunicaciones de datos, la integración de datos provenientes de distintas partes de la red y distintos de *Hardware* y *Software*, el perfeccionamiento de los métodos computacionales, y aprender a utilizar el resultado para la planificación y operación de la red, logrando la transformación del diseño de la red de distribución para aprovechar el máximo control[12].

Para ello se debe tener en consideración los siguientes ítems:

- ✓ Definir el análisis en tiempo real,
- ✓ Analizar por qué el análisis en tiempo real es necesario y útil,



- ✓ Describir como el análisis en tiempo real es útil para las líneas de distribución.

### **2.1.2 Definición de Análisis en Tiempo Real**

Este es un nuevo término, en búsqueda de un nuevo enfoque de las operaciones de la red de distribución eléctrica, las cuales requieren del análisis en tiempo real y busca la gestión activa de la red [13].

### **2.1.3 Análisis en Tiempo Real de la Red**

El análisis en tiempo real de la red es la combinación de circuitos informáticos modelando y analizando los consumos en tiempo real de los clientes y los datos de la fuente de alimentación para determinar las tensiones y corriente en todos los elementos (líneas, equipos, dispositivos) en la red. El análisis se hace de manera continua para determinar en tiempo real las características de la red con el fin de lograr la gestión activa de la red.

Los datos en tiempo real y los resultados de cálculo se utilizan para facilitar el despacho de la generación, cambios de línea, el control en línea de equipos y dispositivos, y el control de la carga del cliente para alcanzar las metas operacionales. El análisis en tiempo real proporciona dos importantes resultados:

- ✚ Cálculo del presente y futuro a muy corto plazo de los valores de voltaje y corriente para los elementos de red que no son medidos y controlados en tiempo real.
- ✚ Informa y muestra los datos medidos y calculados en formatos y en las plataformas, que puede ser entendido y utilizado por los operadores de sistemas, analistas para gestionar de forma activa la red.

### **2.1.4 Estimación de estado en Generación y Transmisión**

La estimación del estado transmisión y generación (G&T) es ampliamente utilizado por los centro de control, no solo para calcular en tiempo real la condición de la generación y transmisión en la red, sino



también para estimar la condición de la red en el futuro inmediato. La capacidad de extrapolar con exactitud el estado actual para el futuro inmediato, junto con el diseño de un sistema adecuado de controles, permite la gestión proactiva de los elementos controlables para lograr las metas operaciones como la economía, la eficiencia, la confiabilidad, el impacto medioambiental, etc.

Si bien el análisis de redes por G&T tiene su propio conjunto de complicaciones y dificultades, tiene una ventaja significativa sobre el control de los sistemas de distribución. El G&T, tiene un número limitado de grupos de generadores, líneas de transmisión, equipos y dispositivos, hasta el cual es técnica y económicamente viable para medir y comunicar a un ordenador central todos los datos necesarios para todos los nodos y elementos importantes en el sistema G&T.

### **2.1.5 Estimación de estados en distribución**

El análisis en tiempo real para distribución es un requerimiento para la estimación de estado en distribución, o el proceso de predecir las condiciones en el futuro cercano del sistema de distribución. Debido al enorme número de nodos y elementos de cualquier sistema de distribución (por ejemplo, cientos o miles de veces más que para G&T), es técnicamente imposible obtener de manera continua el modelo de la red de distribución en tiempo real. Incluso si estos modelos fueran técnicamente viable, sería prohibitivamente costoso.

## **2.2 GESTIÓN ACTIVA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DINÁMICO**

Los sistemas de distribución eléctricos son dinámicos, es decir, las condiciones de la red de distribución cambian continuamente en función de una serie de factores. La demanda de energía y el consumo de la misma varían continuamente con el tiempo, a veces son grandes y frecuentes cambios en la magnitud.

Algunos cambios son poco frecuentes y previsibles, como los derivados de las acciones de los empleados de servicios públicos (de conmutación para la construcción y el mantenimiento, la conexión de nuevos clientes, y la desconexión de los clientes existentes). Otros más frecuentes y



menos previsible son el resultado de los cambios automáticos de regulación de voltaje, la compensación reactiva, etc. Si bien los sistemas de distribución eléctrica son dinámicos, sin supervisión, análisis y control basado en el análisis en tiempo real, el sistema debe ser planificado, construido y operado como si fueran sistemas estáticos. La planificación, construcción y operación debe basarse en la probabilidad de predecir las condiciones y situaciones de contingencia que a su vez se basa en la topología de la red conocida y condiciones de carga [14].

El análisis en tiempo real permitirá que los ingenieros y los operadores pasen de las operaciones de cambio estático, basado en predecir los escenarios, a la vigilancia activa y el control de la red de distribución. Este cambio permitirá la toma de decisiones y el control de equipos y dispositivos basados en la información completa del sistema tal como existe en ese mismo momento, o incluso poco antes, así como a la condición del sistema en un tiempo muy corto en el futuro.

El conocimiento de la realidad y las características del sistema eléctrico en tiempo real, junto con la historia del pasado inmediato y las predicciones de las condiciones de un futuro inmediato, permite la posibilidad para cambiar el flujo de potencia a otras líneas, cambiar los taps en transformadores, controlar la gestión de cargas, el despacho de generación distribuida y hacer otras modificaciones del sistema para lograr las metas operacionales relacionados con la economía, la eficiencia, la fiabilidad, del impacto medioambiental, servicio al cliente y seguridad [15].

### **2.2.1 Mejora de la planificación del sistemas**

La capacidad para determinar y documentar la carga del sistema y las condiciones de voltaje de forma continua proporcionará sustancialmente mejores datos para utilizar en la planificación del crecimiento del sistema, la cual, ya no se limita a la previsión del futuro sobre la base de las condiciones de un puñado de escenarios históricos de carga.

Aún más importante, el análisis en tiempo real y la gestión activa de la red configurará una utilidad para planificar el futuro con más precisión y flexibilidad, en lugar de utilizar métodos redundantes y el exceso de



capacidad, los operadores serán capaces de planificar con mucha más precisión y flexibilidad.

La capacidad de observar el rendimiento real de cada área del sistema permitirá revisar periódicamente el sistema de planificación en busca de mejorar, retrasar o acelerar según sea necesario.

### **2.2.1.1 Proporcionar la capacidad de responder a nuevos requisitos de servicio al cliente**

Durante décadas, ha habido pocos cambios en los criterios básicos para la planificación y el funcionamiento del sistema de distribución.

La carga del sistema, ha cambiado en densidad y magnitud, la capacidad de los equipos y la eficiencia de los mismos, pero los fundamentos de la planificación y las operaciones del sistema siguen siendo los mismos. En los últimos años, una variedad de requerimientos de los clientes han surgido afectando dramáticamente la planificación y el funcionamiento de la red eléctrica. Estas cuestiones incluyen:

- Control y calidad de la potencia (armónicos, *flickers*, interrupciones momentáneas, regulación de voltaje, la conexión a tierra, etc.)
- Confiabilidad del Servicio (cero interrupción del servicio)
- Flexibilidad del servicio.
- Las ofertas de energías renovables (que proporciona opciones a los clientes a comprar una parte o la totalidad de sus necesidades de energía “verde”).
- Instalaciones de generación distribuida (solar, eólica, pilas de combustible, los motores convencionales) instalados por los clientes en función de la economía, la fiabilidad, o de impacto ambiental.
- La generación distribuida instalada en las instalaciones del cliente (en lugar de T&D de construcción, para reducir las pérdidas, para regular la tensión, aumentar la fiabilidad, para tomar ventaja de los combustibles renovables, etc.).



- Opciones de almacenamiento distribuidos utilizados por los clientes (vehículos eléctricos híbridos, tecnología avanzada de pilas, UPS).

Si bien no hay certeza de que cualquiera de estos temas tendría un impacto grande en los sistemas de distribución, es probable que estos y otros cambios se produzcan con más frecuencia y con mayor impacto acumulativo, razón por la cual, el análisis en tiempo real es la única forma completa y manejable que permitirá dar cabida a esos nuevos requerimiento y tomar ventaja de ellos mismos.

### **2.3 IMPACTO DE LAS TECNOLOGÍAS EN EL DISEÑO DE REDES INTELIGENTES**

El análisis en tiempo real en distribución, no es posible hoy en día. El aspecto más cercano es el análisis automatizado de corte de gestión basado en un detallado circuito eléctrico de modo que se adapta a los aporte de datos del SCADA y OMS. En búsqueda de pasar de la gestión activa de la red solo durante eventos de contingencia a la continua gestión activa de la red, se necesitan varios aspectos como son:

#### **2.3.1 Un modelo de circuito detallado**

Equipos de análisis del flujo de carga han sido utilizados por empresa de servicios públicos de transporte y distribución por décadas para simular y analizar la tensión, corriente, y el flujo de potencial real y reactiva del sistema para la planificación y operación de la red.

Precisar y detallar un modelo de circuito es la base del análisis en tiempo real, mientras que algunas variables necesarias son medidas para lograr la precisión en tiempo real. Parte del reto de análisis en tiempo real será el desarrollo de algoritmos que puedan establecer un nivel aceptable de exactitud sin conocer la impedancia de los principales transformadores a los lugares de medición.





## **2.4 OBTENCION DE DATOS**

### **2.4.1 SCADA (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION)**

El SCADA es un sistema de adquisición, almacenamiento y procesamiento de datos e información en tiempo real, asociada a variables que inciden en procesos productivos, relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, tanto en las empresas de servicios, como en el sector industrial.

Es una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador.

También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores, dentro de la empresa (supervisión, control de calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.)

Comprende todas aquellas soluciones de aplicación para referirse a la captura de información de un proceso, no necesariamente industrial, para que, con esta información, sea posible realizar una serie de análisis o estudios con los que se pueden obtener valiosos indicadores que permitan una retroalimentación sobre un operador o sobre el propio proceso, tales como [16]:

- Indicadores sin retroalimentación inherente (no afectan al proceso, solo al operador):
  - Estado actual del proceso. Valores instantáneos.
  - Desviación o deriva del proceso. Evolución histórica y acumulada.
- Indicadores con retroalimentación inherente (afectan al proceso, luego al operador):
  - Generación de Alarmas.



- HMI (Interfaces Hombre-Máquina)
- Toma de decisiones
  - Mediante operatoria humana, o automática (sistemas expertos)



Figura 2.2 Configuración Típica de un SCADA

El análisis en tiempo real requiere datos medidos en las fuentes (generadores, líneas de transmisión, subestaciones y barras) de potencia y energía. La implementación de los SCADA en las empresas de servicios públicos, hace posible el seguimiento y control de los generadores, las líneas de transmisión, subestaciones, líneas de distribución, en línea de equipos y dispositivos.

El análisis en tiempo real requiere la información de las subestaciones (u otro punto de la fuente) y cada línea de distribución:

- ❖ Estatus de encendido / apagado, o cambiar el estado actual del dispositivo.
- ❖ Corriente para cada fase.
- ❖ Factor de potencia de cada fase.
- ❖ Voltaje de cada fase.

En la medida en que se dispone de datos de SCADA para algunos elementos o nodos de la red de distribución, estos pueden ser



incorporados en el análisis entiempos real para mejorar la utilidad y precisión de los resultados.

Los sistemas SCADA en la mayoría de los sistemas de distribución pueden proporcionar lecturas por lo menos cada 15 minutos inclusive con mucha más frecuencia, tan a menudo como cada pocos segundos.

Debido a estos condicionantes presentes en la inserción de una *Smart Grid* en el sector eléctrico actual, donde el control y monitoreo es sumamente importante, las empresas de distribución deben tener en cuenta la mejora de los principales equipos que proporcionarán una adecuada supervisión al nuevo sistema, esto significa tener en cuenta dispositivos electrónicos IED, RTU, que complementen el Sistema SCADA.

#### **2.4.2 IED “Intelligent Electronic Devices”**

Los IED pueden transmitir o recibir correo electrónico, incluida la información relativa a la operación del sistema eléctrico y la información propia de los IED.

La memoria de los IED puede almacenar las instrucciones del software realizado por el procesador para enviar la salida a la interfaz de circuito de potencia para operar un dispositivo de protección contra fallas si la información recibida de la interfaz del circuito indica un evento de falla en el sistema de energía.

El dispositivo también puede incluir una segunda memoria de almacenamiento temporal de datos para ser utilizada por el procesador para la transmisión y recepción de correo electrónico hacia y desde el sistema remoto. La segunda memoria puede almacenar informes en relación al sistema de energía como: la situación relativa al sistema, los datos de medición, registros de eventos relacionados con el circuito alimentador, los datos de cambio de estado y los archivos de documentación.

La memoria puede almacenar las instrucciones del software realizado por el procesador para la validación del sistema remoto antes de recibir correo electrónico desde el sistema remoto, además de almacenar las instrucciones para la interpretación de correo electrónico que incluye la configuración, el código de operación, las solicitudes de información y los comandos.



Figura 2.3 Configuración IED en un SCADA

Como se observa en la Figura 2.3 un IED incluye: procesador, memoria, un puerto de comunicaciones con el controlador local, y un puerto de comunicaciones a Internet, también puede incluir un buzón de correo electrónico y un circuito interfaz para el sistema de alimentación que comunica con el sistema de alimentación encargándose de supervisar, controlar y proteger los circuitos, aparatos y equipos utilizados en la distribución de energía eléctrica. El circuito interfaz puede comunicarse con el procesador.

En algunas implementaciones, el circuito incluye su propia capacidad de procesamiento, en otras la capacidad de transformación que necesita el circuito es provista por el procesador.



Figura 2.4 Estructura del IED

La memoria de los IED puede almacenar:

- Datos de configuración que describe cómo los dispositivos en el sistema eléctrico están configurados.



- Datos de secuencia de eventos, los datos proporcionan un registro de eventos que se producen durante el funcionamiento del sistema eléctrico.
- Datos oscilo gráficos que proporcionan datos gráficos relativos a la operación de dispositivos particulares en el sistema de energía.
- Manual de operación que describe el funcionamiento del IED.
- Tablas y gráficos de procesos de atención a los clientes o una línea de diagramas que muestran el arreglo del circuito de uno o más dispositivos en el sistema de energía.
- Archivos de aplicación específicos para el uso del procesador.

Para habilitar la alta fiabilidad de comunicación dentro del SCADA y la conexión con los IED, se hace necesario que el sistema sea compatible con las siguientes características:

- Tiempo de sincronización: Velar que la unidad responda con el tiempo de sincronización y la precisión requerida. La industria eléctrica requiere una precisión inferior al milisegundo, lo cual que no se puede lograr sin procesadores rápidos y una señal de la hora exacta de un receptor GPS.
- Almacenamiento y reenvío: implementación de una extensión de redes de radio sin necesidad de la utilización adicional de costosos equipos RF (Radio Frecuencia), lo que añade tolerancia a fallos y mejora a la fiabilidad general del sistema.
- Doble enlace de comunicaciones: para la mejora del sistema se necesita la doble comunicación a través de dos vías de mensajería con reconocimientos en ambos enlaces, lo cual permite el intercambio de datos a través de los RTU.
- Enlaces alternativos: equipar las unidades con múltiples enlaces aumenta las probabilidades de que las comunicaciones lleguen a su destino, Por ejemplo, si una ruta falla, se puede utilizar la ruta 2 o la ruta 3 o cuantas alternativas de enlaces se establezcan.
- Velocidad de datos: cuanto mayor sea la velocidad de datos más rápido la unidad puede adquirir y actuar sobre información de I/O.



- Dos vías de radio operación: apoyo a múltiples tipos de espectros de radio proporcionan flexibilidad, especialmente en las zonas con alta interferencia RF (Radio Frecuencia): celular portátil de dos radio vías, troncal Análogo/digital, MAS de 900 MHz, módem celular (GPRS)
- Informe de excepción: Permite la rápida presentación de informes de las condiciones de alarma, sin embargo, minimiza el uso de canales porque el sistema sólo informa cuando es necesario.

### **2.4.3 Unidad terminal remota (RTU)**

Es el dispositivo que permite la comunicación de un sistema local con un sistema central. Los RTU varían dependiendo de su complejidad y funcionalidad. Los RTU más complejos son aplicados en líneas de transmisión y en subestaciones primarias formando parte del sistema SCADA mientras que los menos complejos son usados en los bloques de conmutación de los alimentadores. Los RTU proporcionan inteligencia superior de comunicaciones y han avanzado lentamente hacia un diseño adecuado a las exigencias actuales, sin embargo, los mercados eléctricos determinan la cantidad de cambio a lo que los sistemas eléctricos pueden adaptarse.

El uso de RTU se centra sobre el control remoto pero con una mayor demanda de aplicaciones de comunicación, flexibilidad del protocolo, flexibilidad de programación y la integración de la interfaz de dos vías de adquisición de datos para el proceso de control de equipos. El tamaño, la complejidad y el costo de una RTU están directamente relacionados con:

- La cantidad y el tipo de datos que deben recogerse (número de entradas / salidas).
- Los diferentes tipos y números de dispositivos que desean controlar.
- La cantidad y complejidad de los datos locales para ser procesados.

Los RTU aplicados a nivel de distribución deben ser del menor costo posible y con la funcionalidad apropiada para las aplicaciones de este nivel de la red, a pesar de su diferencia con respecto a la complejidad,



todos los RTU son fundamentalmente lo mismo. Los RTU se conectan a los equipos físicos del sistema y leen los datos de estado o de medición analógicos convirtiendo las señales eléctricas de los equipos en valores digitales transmitiéndolas al maestro SCADA mediante comandos como se muestra en la Figura 2.4, siendo capaz de realizar operaciones como abrir o cerrar un interruptor, ajustar la tasa de transmisión y variación de valores de medida como voltaje y corriente.

Un sistema puede contener varios RTUs; siendo capaz de captar un mensaje direccionado hacia él, decodificándolo, actuando, respondiendo si es necesario, para luego esperar por un nuevo mensaje. La conexión entre el RTU y los dispositivos de Campo es muchas veces realizados vía conductor eléctrico. Usualmente, el RTU provee la potencia para los actuadores y sensores, y algunas veces éstos vienen con un equipo de soporte ante falla en la alimentación de energía (UPS, *uninterruptible power supply*)[17].

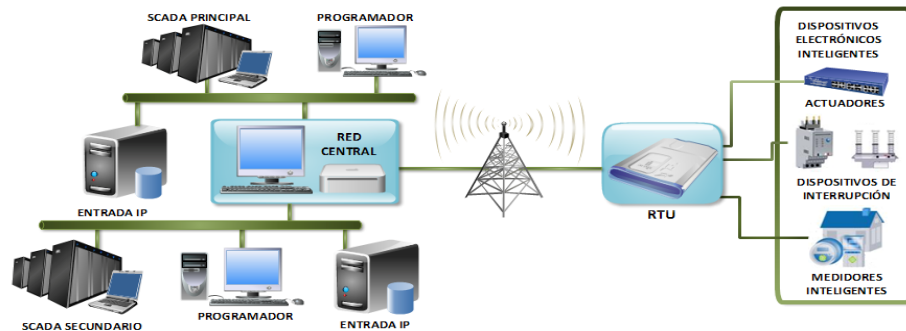


Figura 2.5 Interfaz de funcionamiento de los RTU en los sistemas de Distribución

Los RTU poseen la característica básica de almacenamiento de datos, esta capacidad de almacenamiento de los distintos elementos de datos (por lo general las mediciones) permite lograr la base de mecanismo para la adquisición y procesamiento de información. Además, estos datos pueden ser transferidos a la unidad maestra con independencia del momento de la recolección, así como se prevé su transferencia en la dirección opuesta desde la unidad maestro al proceso.

Agrupaciones de datos proporcionan una mayor flexibilidad dentro de la RTU por lo que es posible recoger datos de forma asincrónica tanto del proceso como de la unidad maestro, es posible reunir un gran número de cambios en los valores durante un corto período de tiempo mediante el mecanismo de buffer que es parte del proceso de puesta



en cola. Los datos recogidos podrán ser tratados en diferentes formas, liderando desde el menos al más avanzado e inteligente RTU.

Las características claves de hardware de los RTU que le proporcionan un alto rendimiento incluyen:

- ❖ **Modularidad:** los RTU son sistemas que utilizan un enfoque modular que les permite flexibilidad de la CPU, I/O y configuraciones radio/modem, los módulos RTU ofrecen configuraciones que tienen como misión permitir la expansión rápida según lo amerite el cambio.
- ❖ **Gestión de energía inteligente:** respaldo de batería y optimización de la temperatura de compensación de la carga de la batería para sobrecarga y descarga de la protección. Algunas ofrecen la vida útil precisa de la batería para permitir alarma o procedimientos de apagado.
- ❖ **La temperatura y el ambiente:** Temperatura de funcionamiento: de -40 °C a +70 °C, funcionamiento en humedad: 5% a 95% de humedad relativa a 50 °C sin condensación, aislamiento de entrada: 2.5 kV DC/AC entre la entrada y la lógica del módulo. Protección contra sobrecarga y cortocircuito: límite de corriente constante con recuperación automática. Por lo general los RTU varían en tamaño, los pequeños están configurados para tener, como mínimo, una tabla de I/O de 16 entradas digitales y 8 salidas digitales, una tarjeta para cargar la batería, una serie de puertos RS-232 para el control de la estación central, una unidad de exhibición de control local, y un módem integrado. Esta configuración mínima cumple con la mayoría de los requisitos para los dispositivos de control remoto.

La funcionabilidad de los RTU se puede acoplar con los sistemas PLC (controladores programables lógicos).

Los PLC se desarrollaron para automatización de procesos industriales donde se hace hincapié en la medición de datos, así como la realización de operaciones lógicas en los datos de medidas de control. Las diferencias básicas entre los dos dispositivos es la capacidad de almacenar y transmitir los datos al maestro además de la estructura de programación, ya que los RTU originalmente siempre han tenido una mayor capacidad de comunicación a diferencia de los PLC los cuales tienen una estructura de programación mucho más avanzada, con el tiempo estas diferencias se han ido minimizando, para alcanzar una mayor compatibilidad entre ambos dispositivos.





Con la amplia gama de RTU (unidad terminal remota) y los PLC actualmente en el mercado, es difícil elegir entre cualquiera de los dos por ello los encargados de tomar esta decisión enfrentan varios desafíos, los RTU y PLC comparten algunos detalles de diseño pero aun así se mantiene la confusión de la industria, la discusión sobre cual establecer como unidad pues los RTU y los PLC se distinguen en aspectos como la modularidad y rendimiento con respecto al CPU. Con las aplicaciones de control remoto para controles en los sistemas SCADA es más factible la implementación de los RTU pues proporciona más fiabilidad en el momento de la obtención de datos además que tiene más compatibilidad con el sistema de control SCADA.

La mayor parte del control se realiza automáticamente por los RTU o PLC, las funciones de control del sistema son habitualmente limitadas al sitio de la intervención y al nivel de supervisión. Los RTU son dispositivos especiales por lo que ha habido una falta de normas, especialmente en el área de comunicaciones, por lo que en la industria de dispositivos y equipos eléctricos se ha incrementado el desarrollo de convertidores de protocolo y emuladores. Recientemente, algunas normas han comenzado a surgir para los RTU como son DNP y IEC870 para comunicaciones.

#### ✓ **Capacidades técnicas de los RTU:**

Capacidad de CPU: los RTU requieren una alta capacidad de procesamiento para gestionar las complejas tareas de control de manera eficiente.

Análisis de los tiempos de procesamiento: contabilización de datos I/O, los RTU poseen altas tasas de exploración del orden de los ms, seguimiento del estado del medio ambiente (Secuencia de Eventos) lo cual permite la resolución rápida y respuesta eficiente a condiciones cambiantes en el sitio remoto.

Sistema operativo en tiempo real (SOTR): los PLC generalmente emplean su sistema operativo original, a diferencia de la mayoría de los RTU, los cuales implementan en su arquitectura el SOTR ya que los núcleos de estos sistemas utilizan un modelo optimizado y eficiente de obtención de datos, que requiere un mínimo de código fuente, lo cual le permite a los RTU ciertos beneficios como procesamiento más rápido de tareas, reducción de las necesidades de memoria, y menor posibilidad de fracaso debido a su complejo código general.

Funcionamiento en modo dual: los sistemas deben asegurarse de que las unidades pueden operar y cambiar fácilmente entre el maestro/esclavo. En un sistema maestro/esclavo cada mensaje debe



pasar por el SCADA maestro, creando así un punto único de fallo. Los RTU con modo dual de operación mejoran significativamente la fiabilidad general del sistema. Para lograr un desempeño óptimo en el sistema y los RTU, deben considerarse las necesidades de todo el sistema a largo plazo entre 2 a 5 años como la expansión de I/O y módulos los cuales puedan soportar en un futuro adiciones o cambios en el diseño y la comunicación por lo que debe asegurarse de que la unidad de control remoto sea compatible con:

- ✓ Programación remota a través de cable/ redes inalámbricas IP y otros medios de comunicación.
- ✓ Control remoto de descargas de aplicaciones, permitiendo una configuración rápida y segura y actualizaciones de software como configuraciones de la red de datos, libro de teléfono y configuración de módem (archivos STM), programas de usuarios y los datos del usuario.
- ✓ Descarga a distancia de firmware de la unidad que permite actualizaciones sin tener que establecer una conexión local.

Gran capacidad de almacenamiento (FLASH, DRAM, SRAM) para la adición de nuevos programas, funciones y mayor almacenamiento de datos de usuarios.

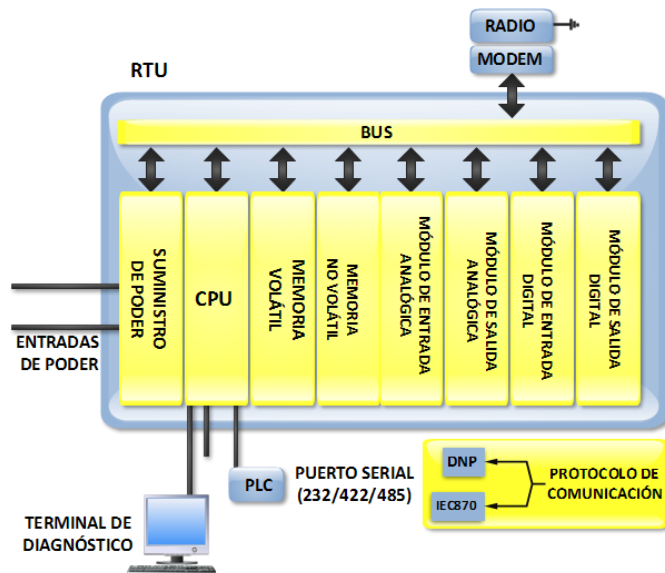


Figura 2.6. Componentes y conexiones de los RTU



## 2.5 AUTOMATIZACIÓN DE DISPOSITIVOS DE CONMUTACIÓN Y MECANISMOS DE ALIMENTACIÓN

La unión entre los dispositivos primarios y secundarios es fundamental para producir un dispositivo de distribución automatizado.

El conjunto de dispositivos de conmutación existentes pueden ser convertidos por la adición de un actuador y un gabinete de control independiente, no siempre es posible instalar un dispositivo externo como un actuador debido a que la física de diseño de la unidad no se ha destinado a la operación mecánica. En el caso del conjunto de dispositivos de interrupción montados en postes la adición de un gabinete de control que incluye un actuador es factible y rentable, siempre y cuando la idea original del dispositivo de conmutación permanezca igual. Existe una gran variedad de fabricantes de actuadores y de IED en particular los que se especializan en las comunicaciones por radio, estos proveedores fabrican IED en conjunto con los RTU y comunicación por radio todo integrado dentro del mismo IED.

Para instalaciones nuevas, es mejor considerar los dispositivos de conmutación inteligente directamente del fabricante, donde la instalación de la caja de control este integrado físicamente dentro de la unidad, es decir el tablero se ha dotado de un actuador integrado con un IED, y un sistema de comunicación con facilidad de selección (radio, fibra óptica, GSM, DLC, etc.), todas las bandas en el marco del protocolo requerido.

La construcción de bloques automatizados de alimentación se puede ver definido como la adición de un grupo de componentes al sistema actual que logren la automatización. Cada uno de los componentes de estos bloques es probado de manera aislada comprobando su correcto funcionamiento, para posteriormente ser agrupados en un único ensamblaje. Cada uno de los componentes utilizados en los bloques de construcción se describe a continuación y se muestran en la Figura 2.6.

- Interruptor: el interruptor es el principal dispositivo de conmutación, opera en tensiones de 11, 13.8 ,24 kV etc. será utilizado como el objeto principal del sistema de control extendido. Y podrá ser sustituido por un seccionador, interruptor de circuito o un disyuntor de reconexión.
- Unidad (actuador): es la forma de accionar el interruptor eléctrico, el más común es un resorte que actúa directamente sobre el motor, una versión de precarga eléctrica y un solenoide o un actuador magnético.



- El RTU es el centro de los bloques de construcción y puede ser equipado con simplemente entradas y salidas digitales, pero también puede estar equipado con entradas analógicas para su uso en la medición de magnitudes analógicas. Un RTU típico tendrá 8 entradas digitales (DI) y 8 salidas digitales (DO) y asimismo viene equipado con hasta 6 entradas analógicas.

Así también, existen razones importantes por las que los Transformadores de Corriente TC's deben ser incluidos en el bloque de construcción, las cuales son:

- a. Para operar los relés de protección,
- b. Para la medición de corrientes de carga,
- c. Para la indicación de falla de paso y
- d. Para la operación de la lógica de los seccionadores.

Los Transformadores de Voltaje TV's se agregan por varias razones:

- a. Para operar el elemento direccional de los relés de protección,
- b. Para indicar la pérdida de tensión del sistema,
- c. Para medir la tensión del sistema;
- d. Para el funcionamiento de la lógica del seccionador, y dependiendo de la calificación del TV,
- e. Para proporcionar una fuente de carga para la batería de los bloques construcción.

Así mismo, uno de los objetivos principales de la implementación de los bloques automatizados es lograr la máxima flexibilidad y la posibilidad de intercambiar comunicación entre los dispositivos, por ejemplo, la empresa de servicio puede utilizar diferentes tipos de comunicación de acuerdo a los diferentes lugares y ser capaz de agregar el equipo de comunicaciones a un gabinete de control para proporcionarle a la empresa los mejores beneficios.

Es aquí donde el indicador de fallas de paso (FPI): cumple un papel importante en el bloque, ya que es el encargado de indicar la ubicación de la sección de fallo, puede indicar fallas a tierras o fallas de fase, no siempre es necesario la implementación de un FPI debido a que el relé de protección incluido como función del RTU puede detectar la corriente



de falla y puede proporcionar una indicación del paso de la corriente de falla a un Sistema SCADA.

Finalmente la batería y su cargador son vitales para el bloque, ya que proporcionan una fuente DC para el funcionamiento de los bloques durante el tiempo de interrupción.

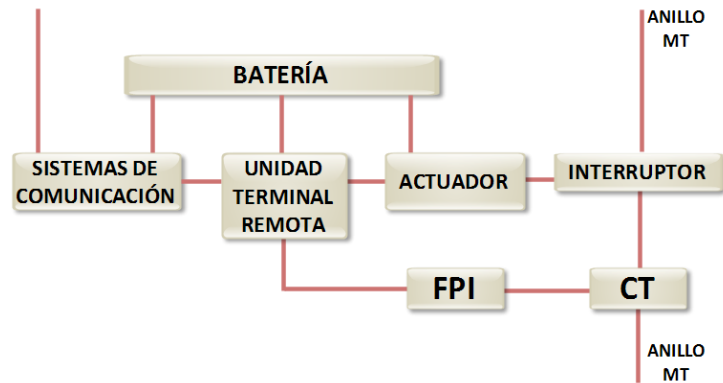


Figura 2.7 Componentes de un bloque de conmutación de control remoto.

## 2.6 PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN

El enlace de comunicación es un componente vital en la automatización del sistema de distribución pues la mayoría de las acciones a gran escala del sistema requieren comunicaciones para iniciar una acción o para enviar un informe de la acción a un centro de control.

En términos más simples, un sistema de comunicación proporciona el lazo de unión entre el extremo emisor y el receptor; diferentes medios de comunicación se utilizan para transmitir las señales como circuitos de cobre, radio, microondas, fibra óptica y satélites. Las instalaciones de comunicación de hoy en día deben ampliar, sustituir, completar e incluir dentro de la distribución avanzada.

### 2.6.1 Comunicaciones y Distribución Automatizada

Comúnmente el medio físico utilizado para la transmisión de señales son los cables de cobre y aluminio (actual), pero con el auge de la automatización de alimentación la implementación de nuevos medios de transmisión como líneas de fibra óptica y enlaces inalámbricos se han hecho muy presentes en la comunicación del sistema de



distribución. Algunos protocolos se han convertido en estándares de la industria, pero la mayoría son sólo ampliamente aceptados en un determinado campo. Diferentes ventajas e inconvenientes se encuentran entre las distintas opciones de comunicación disponibles y la selección adecuada de una tecnología de comunicación depende de muchos factores.

El objetivo de la distribución automatizada es mejorar el rendimiento del sistema, lo que implica servicios de alta calidad y la mejora de las instalaciones de comunicación, estos servicios deben proporcionar un control más individual y automatizado, para obtener una visión óptima de la red a través de la medición, para aumentar la calidad de suministro y avanzar hacia la automatización de medidores, la lectura y la prestación de otros servicios.

Para que los nuevos protocolos y arquitectura de comunicaciones sean exitosos y rentables, es necesario la integración de muchos más puntos, pero con volúmenes más pequeños de datos por punto, los datos varían en importancia y deben ser manejados de acuerdo a su prioridad deben ser capaces de soportar comunicaciones híbridas a través de un concepto de sistema que permite subregiones autónomas para ser manejados de acuerdo a los datos, la topología, y el tipo de comunicación, tal concepto implica la estructuración de instalaciones de comunicación unidas entre sí a través de los controladores de nodo inteligente o puertas de enlace que pueden manejar interfaces de comunicación, transformación de datos de protocolo, algoritmos de control para la automatización y la demanda gestión (DMS).

## **2.6.2 Consideraciones para la selección de comunicaciones DA**

Las opciones de comunicación para la automatización de los sistemas de distribución de empresas de electricidad son brevemente descritas posteriormente, las tecnologías son generalmente divididas en cableadas e inalámbricas sin embargo una serie de aspectos técnicos y económicos deben ser evaluados antes de seleccionar una tecnología de comunicación apta para los sistemas eléctricos. Algunas tecnologías de comunicación son más apropiadas que otras, dependiendo de la aplicación específica para la cual es requerida.

En un mundo donde todo se piensa en megabits por segundo, hay una tendencia a pensar que a mayor velocidad, mejor será el rendimiento del sistema. Para los sistemas de control, el parámetro de interés no es la velocidad de comunicación, sino el tiempo de reacción, puesto que el tiempo de reacción se define por el tiempo que necesita para hacer



que algo suceda (comando sin confirmar) o el tiempo que se tarda hasta que se confirma que algo ha sucedido (comando confirmado).

Para la selección de tecnología de la comunicación, es importante entender la meta de la empresa distribuidora. Entre las cuestiones a tener en cuenta se encuentran:

- El número de unidades a distancia para ser integrados en el régimen.
- La cantidad de información que se recuperará.
- La frecuencia en que los datos se recuperan durante un determinado período de tiempo.
- Los costos mensuales o costos de capital inicial.
- El mantenimiento de elementos tales como red de comunicaciones, las conversiones de protocolo, baterías de campaña, etc.

### 2.6.3 TIPOS DE SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

Existen diferentes maneras de establecer comunicación y transmisión de datos en el sistema eléctrico como se observa en la Figura 2.7.

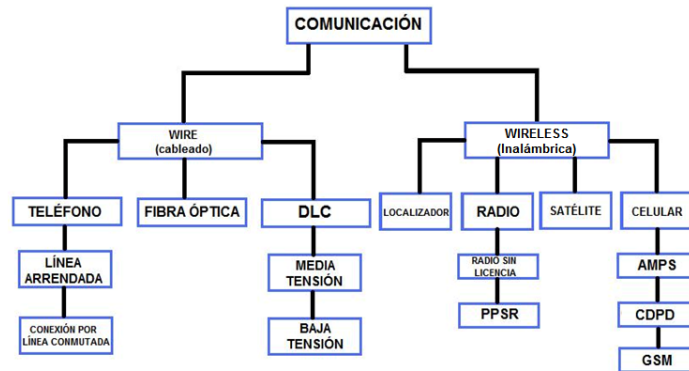


Figura 2.8 Componentes de un bloque de conmutación de control remoto

### 2.6.4 Opciones de comunicación inalámbrica (*Wireless*)

Las tecnologías inalámbricas de comunicación se refieren a aquellas que no requieren un vínculo físico entre el transmisor y el receptor. Los recientes avances en las tecnologías de comunicaciones han



generado un nuevo interés en la mejora de transmisión de datos para su uso por la industria eléctrica.

En el pasado, el medio estándar que se utilizaba para este proceso eran las líneas telefónicas alquiladas, sin embargo, la transmisión de datos a través de móviles, satélite, y otros tipos de comunicación inalámbrica se ha vuelto más factible en los últimos años.

En el espectro estrecho y ancho de banda de los sistemas de radio, el operador de red de distribución normalmente realiza todas las operaciones a través de su propio departamento de telecomunicaciones o subcontratado a una compañía de telecomunicaciones. Normalmente, la comunicación es punto a punto o punto a multipunto, en el espectro sin licencia de radio, incluye la tecnología analógica o digital para comunicar paquetes de radios entre máster y esclavo, la propagación del espectro de radio frecuencia utiliza una red de nodos de paquetes fijos de radio con baja potencia de emisión y por lo general ocupa la banda 902-928 MHz. La retransmisión de los paquetes de información de nodo a nodo es el medio de transmisión de datos, y a cada nodo se le asigna una dirección específica, las interferencias y las colisiones se reducen al mínimo por la programación de la radio para realizar un ciclo continuamente a través de cientos de canales, normalmente espaciados a intervalos de 0,1 kHz.

Los sistemas PPSR (*Public Packet Switched Radio*), transmiten los paquetes de datos a una estación base de radio, lo que a su vez transmite sobre una red pública o comercial; los PPSR utilizan las frecuencias de varios canales de radio fuera de las bandas celulares para proporcionar una comunicación bidireccional entre los dispositivos inteligentes. Esta tecnología de comunicación funciona en una banda de 810 y 855 MHz y utiliza protocolos propietarios de paquetes de datos.

En Colombia el amplio nivel de expansión que ha logrado las redes de telefonía móvil y principalmente las de tipo GSM se muestran como una alternativa de alta viabilidad para integrarse a la automatización de los sistemas de distribución y servir como plataforma de comunicación entre sus diferentes dispositivos y subsistemas, por lo cual podrá ser considerada en los planes de futuro desarrollo de las redes de distribución inteligente.

Por otra parte las comunicaciones por satélite es una tecnología fascinante, sobre todo porque tiene la capacidad de proporcionar una solución de automatización global para empresas de servicios públicos. Comunicaciones por satélite a través de los orbitadores comerciales se utilizan para aplicaciones de alta velocidad y de punto a punto.





### 2.6.5 Opciones de comunicaciones mediante cableado

Las Tecnologías de comunicación mediante cableado establecen un enlace físico entre el transmisor y el receptor, y de las cuales existe una serie de opciones que se describen a continuación:

**Línea telefónica:** a través de este medio se efectuarán conexiones mediante entre el punto de control de servicios y el centro de operaciones, la línea telefónica es uno de los medios más populares para la transmisión de datos de comunicaciones en tiempo real aplicados en empresas de distribución. Esta tecnología está ampliamente disponible en la mayoría de áreas geográficas, sobre todo en zonas urbanas y suburbanas. La transferencia de datos se realiza después de establecer un camino para el modem entre los dispositivos, por lo general la unidad principal y el RTU. Esta tecnología no es sustentable para aplicaciones en tiempo real debido al costo del servicio telefónico (si procede) y puede ser limitada por la baja velocidad de transmisión de datos y baja capacidad de almacenamiento.

**Fibra óptica:** La fibra óptica es un filamento de vidrio sumamente delgado y flexible capaz de conducir rayos ópticos con capacidades de transmisión enormes, del orden de miles de millones de bits por segundo, son construidos en forma cilíndrica y consta de un núcleo, un recubrimiento que tiene propiedades ópticas diferentes de las del núcleo y la cubierta exterior que absorbe los rayos ópticos y sirve para proteger al conductor del medio ambiente así como darle resistencia mecánica. Originalmente, la fibra óptica fue propuesta como medio de transmisión debido a su enorme ancho de banda; sin embargo, con el tiempo se han planteado su utilización para un amplio rango de aplicaciones además de la telefonía, automatización industrial, computación, sistemas de televisión por cable y transmisión de información de imágenes de alta resolución entre otros.

Comparado con el sistema convencional de cables donde la atenuación de sus señales es de tal magnitud que requieren de repetidores cada dos kilómetros para regenerar la transmisión, en el sistema de fibra óptica se pueden instalar tramos de hasta 70 km sin que haya necesidad de recurrir a repetidores lo que también hace más económico y de fácil mantenimiento este material.

La utilización de la fibra óptica en las *Smart Grid* juega un papel fundamental ya que ofrecen la transmisión de datos a alta velocidad, en tiempo real, entre un número de enrutadores y estaciones separadas en distancias considerables, son de fácil adaptación a las



características de entornos en los que resulta muy deseable disponer de ella representando una nueva corriente tecnológica eficaz para el desarrollo de las comunicaciones en los sistemas eléctricos inteligentes.

Ventajas de la implementación de fibras ópticas a los sistemas de comunicación de las *Smart Grid*:

- Insensible a interferencia electromagnética.
- Las fibras no pierden luz, por lo que la transmisión es segura y no puede ser perturbada, son inmunes a la interceptación de datos.
- Son convenientes para trabajar en ambientes explosivos ya que son resistentes a la corrosión e inflamación.
- Son livianos y de reducido tamaño lo que le permite llevar un gran número de señales.
- Compatibles con la tecnología digital.
- Fácil de instalar.

Los cables de fibra óptica se están convirtiendo en un método para la transmisión de comunicación muy popular entre las empresas eléctricas. El cable de fibra óptica se utiliza comúnmente en aplicaciones de automatización de distribución subterránea, sin embargo, también es muy factible su empleo en la distribución de alimentadores, pero existe una gran desventaja que no permite su total implementación en grandes sistemas eléctricos pues el costo de su instalación es muy elevado lo cual no es factible para dichas empresas.

**Comunicación a través de líneas de potencia (PLC):** las compañías de distribución utilizan en muchos casos las líneas de distribución de energía como el conductor para las señales de comunicación, lo que puede ser rentable en particular en las zonas urbanas donde la mayoría de las subestaciones son subterráneas y servidas por cables. PLC es la manera más sencilla de comunicación para sistemas eléctricos pues transmite a alta velocidad datos a través de las líneas eléctricas existentes. Aunque el uso de las líneas eléctricas como un medio de comunicación de banda ancha es un descubrimiento relativamente reciente, éstas han sido largamente usadas por las empresas eléctricas para proporcionar servicios de banda estrecha tales como control de las



subestaciones eléctricas y, más recientemente, AMR (*Automatic Meter Reading*).

Aunque el concepto técnico subyacente en PLC no es nuevo, el detonante para la aparición de estos nuevos sistemas se encuentra en los avances tecnológicos de la década de los 90. Durante este periodo hubo dos factores clave que permitieron el surgimiento de PLC: la aparición de nuevas técnicas de modulación digital y la mejor accesibilidad a la fabricación de circuitos integrados. La utilización de PLC por redes eléctricas conlleva consigo una serie de problemas los cuales plantean que los cables eléctricos fueron originalmente diseñados para transmitir señales eléctricas de baja frecuencia (50 y 60 Hz) y pequeño ancho de banda y nunca señales de banda ancha de varias decenas de MHz. A esta circunstancia hay que añadir que las líneas de distribución eléctrica están caracterizadas por ser uno de los medios más hostiles para la transmisión de información esto se debe principalmente a que las líneas eléctricas:

- Están sujetas a fuertes interferencias provenientes de los dispositivos eléctricos y de radiaciones externas (radio, telefonía, etc.).
- Sufren una importante pérdida de energía debido a la estructura típica que las líneas eléctricas.
- Presentan una respuesta en frecuencia cambiante en función de cuando se conectan/desconectan los dispositivos a la red. Por tanto la potencia de señal recibida y el nivel de ruido interferente en cada enchufe es diferente para cada frecuencia y cambia en el tiempo.

El sistema tiene un número de problemas complejos, siendo el primero que las líneas de energía intrínsecamente constituyen ambientes muy ruidosos. Cada vez que un dispositivo se enciende o apaga, introduce voltajes transitorios en la línea [14].

Los dispositivos ahorradores de energía introducen a menudo armónicos ruidosos en la línea. El sistema se debe diseñar para ocuparse de estas interrupciones naturales de las señales y de trabajar con ellas. Casi todas las grandes redes eléctricas transmiten energía a altos voltajes para reducir las pérdidas de transmisión, después en el lado de los usuarios se usan transformadores reductores para disminuir el voltaje. Puesto que las señales de BPL "*Broadband Over Power Lines*" no pueden pasar fácilmente a través de los transformadores (su alta inductancia los hace actuar como filtros de paso bajo, bloqueando



las señales de alta frecuencia) los repetidores se deben unir a los transformadores.

El actor principal que determinado el correcto funcionamiento de las PLC son las empresas de distribución eléctrica que, poniendo ciertos equipos PLC a lo largo de sus líneas de distribución de electricidad, las convierten en redes de comunicaciones de banda ancha como se observa en la Figura 2.9.

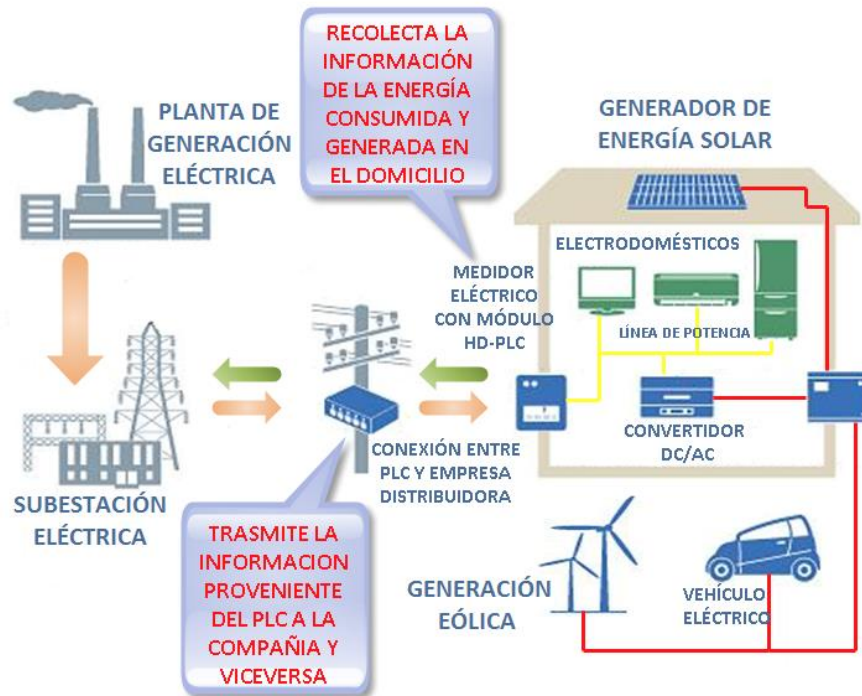


Figura 2.9 Funcionamiento de un sistema PLC en una red de distribución eléctrica

### 2.6.6 Protocolos de comunicación utilizados en la distribución automatizada

Los Protocolos de comunicaciones definen las reglas y regulaciones para la transmisión de datos entre dispositivos de comunicación. En palabras simples, un protocolo de comunicación sería el "lenguaje" empleado entre el transmisor y el receptor, los protocolos más utilizados en la comunicación de información en los sistemas eléctricos se describen a continuación [11]:



**2.6.6.1 MODBUS:** El protocolo MODBUS define una estructura de mensaje que los controladores reconocerán, es decir, es un medio de comunicación que un controlador utiliza para solicitar el acceso a otro dispositivo, y para responder a las peticiones de los demás dispositivos. Es un protocolo basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs). Las razones por las cuales el uso de MODBUS es superior a otros protocolos de comunicaciones son:

- Es público.
- Su implementación es fácil y requiere poco desarrollo.
- Maneja bloques de datos sin suponer restricciones.

MODBUS permite el control de una red de dispositivos, por ejemplo un sistema de medida de temperatura y humedad se pueden transmitir los resultados a un ordenador. MODBUS también se usa para la conexión de un ordenador de supervisión con una unidad remota (RTU) en sistemas de supervisión de adquisición de datos (SCADA). Existen versiones del protocolo MODBUS para puerto serie y Ethernet.

Existen dos variantes, con diferentes representaciones numéricas de los datos y detalles del protocolo ligeramente desiguales. MODBUS mediante RTU es una representación binaria compacta de los datos. MODBUS ASCII es una representación legible del protocolo pero menos eficiente. Ambas implementaciones del protocolo son serie.

Cada dispositivo de la red MODBUS posee una dirección única. Cualquier dispositivo puede enviar órdenes MODBUS, aunque lo habitual es permitirlo sólo a un dispositivo maestro. Cada comando MODBUS contiene la dirección del dispositivo destinatario de la orden. Todos los dispositivos reciben la orden pero sólo el destinatario la ejecuta. Cada uno de los mensajes incluye información redundante que asegura su integridad en la recepción.

Los comandos básicos MODBUS permiten controlar un dispositivo RTU para modificar el valor de alguno de sus registros o bien solicitar el contenido de dichos registros. Existe gran cantidad de módems que aceptan el protocolo MODBUS y Algunos están específicamente diseñados para



funcionar con este protocolo. Existen implementaciones para conexión por cable, *wireless*, SMS o GPRS.

El IEC 60870-5-101: es una norma internacional para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas. Es totalmente compatible con las normas IEC 60870-5-1 y IEC 60870-5-5 y su uso estándar es en serie y asíncrono para el telecontrol de canales entre DTE y DCE. El estándar es adecuado para múltiples configuraciones como la de punto a punto, estrella etc. además de poseer una estructura compatible para la comunicación RTU-IED. Las funciones de aplicación del protocolo IEC 60870-5 son las siguientes:

- Transmisión de datos cíclicos.
- Sincronización del reloj
- Mando de transmisión
- Procedimiento de prueba
- Transferencia de archivos
- Adquisición de transmisión en tiempo.

#### **2.6.7 Arquitectura de comunicación en los sistemas de distribución de automatizada.**

DMS central de comunicaciones, permite que la red de distribución pueda ser monitoreada, supervisada, controlada y automatizada mediante el sistema SCADA, unidades terminales remotas, y el control de las subestaciones. La arquitectura de comunicación debe conectar todos los equipos de monitoreo y control secundario por diferentes eslabones (Microondas, óptica, redes locales, teléfono, radio, PLC etc.). Una arquitectura heterogénea cuenta con un número diferentes de tecnologías como SCADA, RTU y los tipos de IED, utilizando diferentes protocolos de comunicación y protocolos de aplicación.

Tradicionalmente, el nivel de SCADA de la red de telecontrol se ha conectado a través de cables directos o enlaces punto a punto desde su extremo delantero a las unidades remotas. Para la integración de sistemas heterogéneos y subsistemas en una arquitectura, las empresas eléctricas deben establecer principalmente los protocolos de



comunicación y su conversión, esto dependerá en gran medida de los objetivos de la empresa de servicios públicos con respecto a la DA. Con la división de servicios en entidades separadas, más empresas de distribución están utilizando DMS. La integración de la subestación y Equipo alimentador en la automatización del sistema eléctrico depende de varios factores que incluyan DMS además de:

- ✚ El protocolo de comunicación: la unidad de campo debe ser capaz de comunicarse con el sistema anterior o adherirse a un protocolo estándar para la integración inmediata o futura.
- ✚ Integración con la comunicación disponible: con la infraestructura de los medios asociados, circuitos de cobre, microondas de radio, o las fibras ópticas.
- ✚ Estrategia de automatización: en general el sistema de comunicación a las subestaciones grandes y medianas requiere de gran volumen y la transmisión frecuente de datos. Este enlace de datos se trata como parte de los servicios públicos como infraestructura de comunicación WAN que emplea microondas, fibra óptica o líneas. Por el contrario, las comunicaciones a las subestaciones pequeñas y dispositivos de conexión según sea necesario en el extremo inferior de la jerarquía de control para la automatización, a pesar de que requiere menos el tráfico de datos, tiene muchos más destinos distribuidos en el área de servicio por lo que se hace necesario la integración de un sistema SCADA/DMS.
- ✚ Controlador inteligente local: las radios locales se comunicarán a un nodo inteligente como una RTU que puedan iniciar la automatización de locales, así como informe de estado del sistema central de DMS. A nivel SCADA, se puede suponer que el tráfico se origina espontáneamente con el sistema SCADA y que cada sistema SCADA controla un número de estaciones esclavos (RTU), que responden a las peticiones del SCADA.

## 2.7 ELECTRODOMÉSTICOS INTELIGENTES Y EFICIENTES

Los principales fabricantes de electrodomésticos están lo suficientemente convencido de la viabilidad comercial de la



*Smart Grid*, es por ellos que se encuentran encaminados en la participación activa de las mismas mediante la fabricación de nuevos y renovados productos de mayor eficiencia energética capaces de recibir y responder a las señales de las redes inteligentes.

Electrodomésticos como refrigeradores, cocinas eléctricas, microondas, lavavajillas lavadoras, y aires acondicionados son los equipos en los que se encuentran trabajando los fabricantes para su integración a las *Smart Grid*, estos aparatos recibirán una señal de la empresa de distribución a los medidores inteligentes de la compañía, que alerta a los aparatos y a los usuarios, cuando hay uso máximo de energía eléctrica y las tarifas están en vigor, los aparatos están programados para evitar su trabajo durante ese tiempo o actuar en una menor potencia, sin embargo los usuarios tendrán la capacidad de anular el programa de estos dispositivos. Compañías como Whirlpool y G&E han anunciado que planean realizar la totalidad de sus aparatos electrónicos compatibles con las *Smart Grid* para el año 2015 [18].

### **3. PLAN DE INTEGRACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS ACTUALES CON SMART GRIDS**

Tomando como base lo expuesto en los capítulos anteriores, en el presente capítulo se establecerán los criterios más importantes que permitirán a futuro la implementación de redes de distribución inteligentes en Colombia, específicamente para las empresas distribuidoras de energía eléctrica, dado como ejemplo el caso de estudio la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. – EMEESA- (Ver Anexo B: Descripción Del Proceso De Formulación De Un Plan)

#### **3.1 FILOSOFÍA, POLITICAS Y OBJETIVOS DE –EMEESA- S.A. E.S.P.**

La Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P (EMEESA), tiene por objeto social la construcción y explotación de plantas hidroeléctricas con el objeto de producir y suministrar energía eléctrica en forma de luz, calor y fuerza motriz, para toda clase de servicios





públicos y privados y en general para cualquier uso industrial y agrícola, en el radio más extenso que le sea posible. La empresa, genera, distribuye y comercializa el servicio de energía eléctrica, atendiendo un mercado regulado en el municipio de Puracé con una demanda mensual aproximada de 100.000Kw/h mensual y una demanda no regulada en la ciudad de Popayán con una demanda de 950.000Kw/h al mes. Ver imagen 3.1.

Los usuarios regulados son aproximadamente 900 y los no regulados son 6, las interrupciones mensuales promedio son de 5 minutos.



Imagen 3.1 Planta EMEESA Coconuco [Fuente: Propia]

La empresa en sus últimas inversiones logró una repotenciación de su planta generadora a 3.4MVA, y la construcción de una subestación 34.5/13.2 de 3MVA en Popayán con sus líneas respectivas a 34.5Kv y a 13.2Kv.

Algunos aspectos sociales a cargo de la empresa, radican en la prestación de sus servicios a usuarios regulados ubicados en cabildos indígenas y en zonas de bajo desarrollo ubicadas en el municipio de Puracé a precios un 20% por debajo de los precios que vende Cedelca S.A., hoy conocida como la Compañía Energética de Occidente. A partir de 2007 con los trabajos de ampliación y los complementarios se ha dado empleo a un promedio de 30 personas hasta la fecha. La empresa contribuye con un aporte importante al funcionamiento del Asilo de Ancianos San Vicente de Paul en Popayán.



### **3.1.1 MISIÓN EMEESA**

EMEESA es una empresa comprometida con la Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en el departamento del Cauca, garantizando la satisfacción de sus clientes, accionistas y de la comunidad en general, contando con personal competente, comprometidos con la empresa, con la sociedad y con el País.

### **3.1.2 VISIÓN EMEESA**

En el año 2018, ser reconocida como una empresa líder en el Sector, como generadores y distribuidores de Energía Eléctrica, competitiva en el mercado industrial, comercial y de entidades públicas, en beneficio de las comunidades rurales de bajo desarrollo.

## **3.2 DIAGNOSTICO INTERNO Y DIAGNOSTICO EXTERNO (Infraestructura Tecnológica EMEESA)**

### **3.2.1 Generación**

La generación de energía eléctrica en la planta de EMEESA es realizada a través de una hidroeléctrica. Ver figura 3.1.

El generador presenta turbina tipo francis, el cual se alimenta de una caída de aproximadamente 200m. Ver Imagen 3.2., generando aproximadamente 3.4MVA.

La planta cuenta con un sistema de control, basado en tecnología SIEMENS, dotado de PLC Simatic y una HMI (Interfaz Hombre-Máquina) tipo Panel View del mismo fabricante. Ver Imagen 3.3.

Lo cual garantiza que las variables de proceso y las variables manipuladas, sean monitoreadas y controladas, permitiendo una generación eficiente y constante de energía eléctrica.

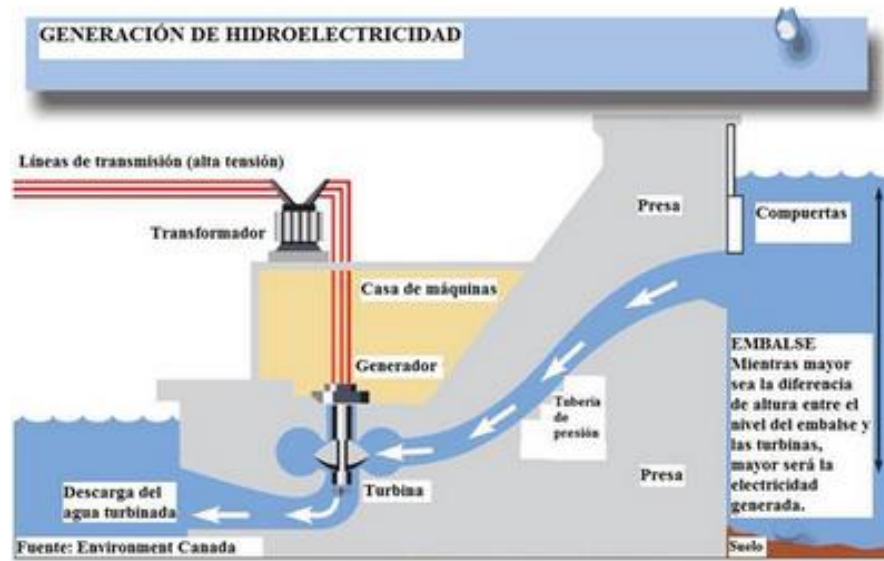


Figura 3.1 Generación de Hidroelectricidad [Fuente: [http://centraleshidroelectricasdeantioquia.blogspot.com/2010/11/centrales-hidroelectricas-de-antioquia\\_08.html](http://centraleshidroelectricasdeantioquia.blogspot.com/2010/11/centrales-hidroelectricas-de-antioquia_08.html)]

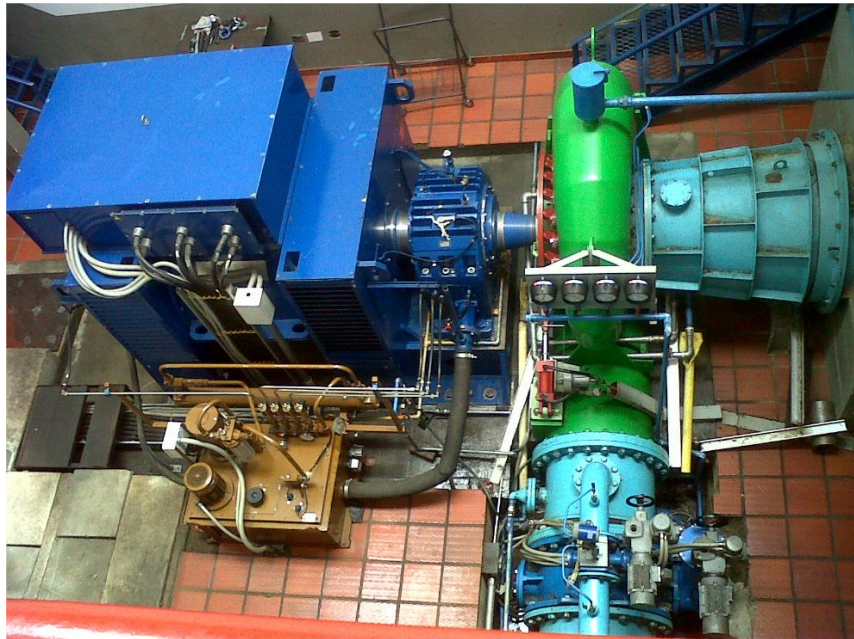


Imagen 3.2 Generador Turbina Tipo Francis EMEESA [Fuente: Propia]



Imagen 3.3 PLC y HMI SIEMENS [Fuente: Propia]

### 3.2.2 Distribución (campo de acción del proyecto)

Para la distribución de la energía eléctrica, EMEESA cuenta con tres subestaciones, dispuestas a suministrar el servicio en Popayán, en Coconuco y Puracé (Ver imagen 3.4, 3.5, 3.6). Dotadas de sus respectivos transformadores de voltaje, transformadores de corriente y medidores inteligentes (*Smart Meters*) del fabricante Itron modelo SL7000 (ver imagen 3.7), monitoreados a través de software propietario del fabricante: AIMS7000, todas las lecturas desde las subestaciones son transmitidas a través de módems Enfora GSM1308-50.



Imagen 3.4 Subestación Principal [Fuente: Propia]

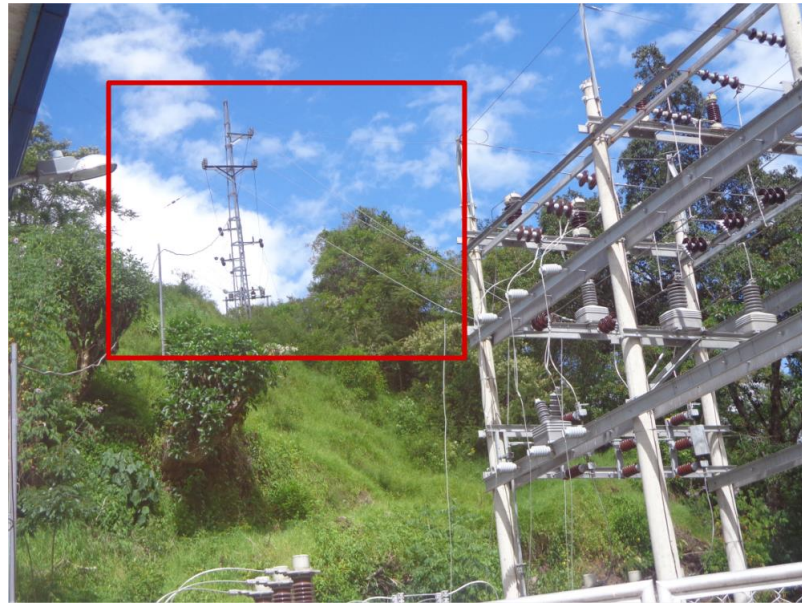


Imagen 3.5 Transmisión Principal – Popayán [Fuente: Propia]



Imagen 3.6 Subestación Municipio Puracé, Cabecera Municipal Coconuco [Fuente: Propia]



Imagen 3.7 Medidor Inteligente Itron SL700 en Campo [Fuente: Propia]

### **3.3 DEFINICION DE LOS SUPUESTOS DEL PLAN, FACTORES PREVIOS DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SMART GRID EN EMEESA.**

Para la implementación de redes de distribución inteligentes en Colombia, es necesaria la realización de estudios previos sobre diversos aspectos tecnológicos, legislativos, económicos, así como de divulgación y capacitación, con el fin de establecer alcances y limitaciones que traería consigo un proyecto de tal magnitud. Es necesaria la participación de todos los sectores energéticos del país con el fin de lograr el objetivo común, la transformación de la distribución de energía actual, en un sistema automatizado, eficiente, seguro, flexible y capaz de responder a las adversidades inesperadas que puede presentar la red eléctrica.

El proyecto de automatización del sistema de distribución de energía para la implementación de *Smart Grids* en función de la infraestructura eléctrica existente, debe hacerse de manera progresiva partiendo de uno o varios proyectos pilotos en ciudades con características adecuadas que permitan tomar experiencias



importantes y ajustar las estrategias de operación mientras se va expandiendo la nueva tecnología hacia el resto de la red, es decir se deben instalar los medidores inteligentes a nivel de los usuarios a la vez que se están haciendo los ajustes e implementación de dispositivos automáticos alrededor de toda la red según ciertos criterios que transformen a las red de distribución en una red capaz de responder de manera instantánea en condiciones normales para mejoras del perfil de voltaje y reducción de pérdidas así como en condiciones de emergencias.

La medición inteligente es uno de los pilares fundamentales de las *Smart Grids* ya que es el puente de integración de los usuarios con el sistema eléctrico, la instauración de la medición inteligente en las redes de distribución actuales deben cubrir dos parámetros generales como lo son la implementación masiva de medidores inteligentes y el acceso a dichos medidores mediante un sistema de gestión de distribución.

### **3.4 FORMULACIÓN DE ESTRATEGIAS Y AJUSTE DE ESTRUCTURA ACTUAL EN EMEESA.**

#### **3.4.1 Implementación de medición inteligente (*Smart Metering*)**

La implementación de los medidores inteligentes se debe hacer progresivamente, sin causar molestias a los usuarios y con la mayor rapidez posible, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

***Inversión:*** todos los integrantes del sector eléctrico encargados de la implementación de los proyectos pilotos de *Smart Grids* deben esquematizar y estudiar la inversión que se realizará para el desarrollo y ejecución de dicho proyecto, tomando en cuenta aspectos como el total de la inversión inicial y organismos encargados de realizar esta inversión, en el caso de estudio la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., encargada de la distribución eléctrica a nivel del municipio de Puracé y sus alrededores deberá establecer las pautas con respecto a la inversión a los medidores inteligentes, determinando el mecanismo más adecuado para su financiamiento.



Luego de establecer y marcar las pautas con respecto a la inversión inicial del proyecto, es necesario que EMEESA fije los lapsos y las maneras de recuperación de esta inversión a mediano plazo a través de las empresas y los usuarios. Así mismo se deberán asignar personal capacitado que pueda establecer un control de costos en función de la correcta implementación y funcionamiento de los medidores.

Las *Smart Grids* deben plantear un régimen económico aplicable a las actividades del sistema eléctrico nacional para la prestación del servicio basándose en la imposición de criterios de sustentabilidad económica y financiera tanto del operador y prestador del servicio así como el uso óptimo de los recursos en beneficio del usuario y la retribución de los costos de inversión por parte de todos los sectores interesados.

**Divulgación y capacitación:** es necesario en todo proyecto piloto tomar en cuenta en primer lugar la capacitación del personal adecuado para la implementación de las nuevas ideas que traiga consigo el proyecto piloto *Smart Grids*, el cual debe cubrir la capacitación de personal técnico de las mismas empresas de distribución de energía eléctrica, como EMEESA, en relación a los nuevos dispositivos automáticos que se podrían instalar a nivel de toda la red de distribución, con el fin de sacar el mejor provecho de estas nuevas tecnologías en pro del sistema, de las empresas eléctricas y de los usuarios. Por otra parte, se deben abrir caminos adecuados, mediante procesos de formación, para garantizar la participación activa y permanente de los usuarios en la gestión y control de las actividades del Sistema Eléctrico Nacional, y lograr transferir paulatinamente la gestión de algunas de estas actividades a la sociedad organizada y personal capacitado interesado. Igualmente, la participación involucra la incorporación de los trabajadores y operarios en las tomas de decisiones del responsable de la prestación del servicio. El nuevo modelo de gestión del sistema eléctrico que plantea las *Smart Grids* debe estar comprometido con la promoción e implementación de una nueva cultura de ahorro energético, tratando de que el usuario tenga un conocimiento más profundo de la energía y de todo lo que la rodea.

**Tecnología:** para el caso específico de la instalación de los medidores inteligentes, es necesario un estudio previo para determinar las características del medidor que se adaptaría al modelo a fin de





obtener los mejores beneficios. El estudio deberá determinar las características técnicas que se adapten al sistema eléctrico como que nivel de inteligencia por parte de un medidor podría adaptarse a cada una de las empresas de distribución, la activación de seguridad antifraude para la protección de la información de cada usuario, la determinación de si los protocolos de comunicación que se desarrollan en Colombia y en especial el departamento del Cauca estarían en la capacidad de cubrir las exigencias de la medición eléctrica inteligente, que tipo de software y de hardware sería más factible implementar, la interfaz del usuario cuan avanzada debe ser en función de los diferentes tipos de usuarios. Esto implicaría involucrar activamente la empresa líder en comunicaciones en Colombia, para determinar según los criterios de esta empresa el sistema apropiado para transferir información entre los medidores y los DMS y de esta forma determinar el componente tecnológico que deberá incluirse en el modelo de medidor establecido para nuestro sistema eléctrico.

El sistema eléctrico debe ser organizado y administrado con criterios de eficiencia, eficacia, rentabilidad, sostenibilidad y sustentabilidad. Para ello, se hace necesaria la adecuación de procesos e implantación de una plataforma tecnológica orientada a suministrar a los usuarios del servicio eléctrico una atención de alta calidad.

Las empresas eléctricas y el Estado deben promover el desarrollo de una plataforma tecnológica de investigación, para el desarrollo del conocimiento y de estrategias que procuren la autonomía en el equipamiento de infraestructura en el sector eléctrico y en la realización de las actividades propias del sistema eléctrico nacional, ampliando los espacios de participación ciudadana. Para lograr este objetivo estratégico se deben activar los compromisos de transferencia tecnológica que en materia energética ha firmado Colombia con otros países, así como promover la inversión de capitales nacionales y extranjeros en empresas y bajo el control de las mismas, dedicadas al perfeccionamiento de tecnologías, fabricación y/o reparación de componentes, partes y piezas, entre otros, para el desarrollo automatizado del sector eléctrico nacional.

**Legislación:** es necesario establecer ciertas legislaciones con respecto a estos nuevos proyecto del sistema de distribución eléctrico, por ser propuestas nuevas es necesario que todos los organismos y



sectores involucrados establezcan límites de acuerdo a lo propuesto, como la fijación de lapsos para la instalación progresiva y total de los nuevos equipos en el sistema de distribución, establecimiento de la obligatoriedad de uso de los nuevos dispositivos como es el caso de los medidores inteligentes por parte de todos los usuarios, formulación de normativas de uso para los usuarios con el fin de que la población pueda sacar el mejor provechos de estos nuevos equipos y lo más importantes en el caso de la legislación es establecer los derechos y deberes tanto de las empresas de distribución como de los usuarios procurando que todos cumplan con el rol que les corresponde en pro del proyecto y respetando de ambos lados todo lo que tenga que ver con esta nueva inversión.

La planificación del sistema eléctrico nacional, la formulación de nuevas políticas y el ordenamiento de las actividades que lo constituyen debe ser asumida al mismo tiempo por las empresas de distribución, así como por el Estado, para el correcto desarrollo de la implementación de las *Smart Grids*. La planificación de las actividades debe realizarse de conformidad con los principios aplicables para cualquier servicio público, entre los que cabe señalarse: inserción tecnológica, sostenibilidad ambiental, ordenación territorial, integración geopolítica, uso racional y eficiente de recursos y utilización de fuentes alternativas de energía. La mejora en la planificación del sector eléctrico y la implementación de las *Smart Grids* debe procurar convertir a Colombia en una potencia en materia de energía y fortalecer la integración energética, asegurando que la producción y el consumo de energía contribuyan a la preservación del ambiente, y la integración total de los usuarios al sistema.

### **3.4.2 Sistema de gestión de distribución, acceso a los medidores inteligentes**

El sistema de gestión de distribución y el acceso a los medidores inteligentes debe considerar los siguientes aspectos:

***Inversión:*** en este caso la inversión a considerar será referente a la instauración de un sistema de gestión de distribución que vaya de la mano con la implementación de los medidores inteligentes. Se deben establecer los factores para la inversión inicial, su sostenibilidad y recuperación y el control de costo para la utilización de un sistema de



gestión de distribución capaz de responder a las necesidades de la nueva tecnología de los medidores, los DMS son considerados puntos estratégicos centrales y locales para la obtención de toda la data perteneciente a la medición inteligente así como de otros dispositivos automatizados a través de la red de distribución con el fin de obtener un mayor control mediante sistemas a control remoto. La inversión de estos puntos debe ser considerada con prioridad para el desarrollo adecuado de la medición pues descentraliza la recopilación y procesamiento de datos.

**Divulgación y capacitación:** no cualquier personal se encuentra en la capacidad de dirigir y manipular un sistema de gestión de distribución manteniendo las seguridad y protección de la información de manera adecuada, es por esto que es necesario la capacitación de personal técnico adecuado de las mismas empresas de distribución eléctrica, con la finalidad de hacer el sistema eléctrico más eficiente en función del DMS. El personal técnico de las empresas que se capaciten en DMS debe cubrir aspectos como el conocimiento de programas de control remoto como los sistemas SCADA así como sistemas de control del sistema eléctrico.

**Tecnología:** en el aspecto tecnológico, la inserción de un sistema de gestión de distribución amerita de la investigación y estudio con anterioridad para determinar la composición y las características pertinentes al DMS para la aplicación eficiente y segura de estas herramientas que permiten la automatización del sistema a través de nuevos dispositivos automáticos y controlados de manera remota.

Los sistema DMS cubren el acceso a la información a través de hardware y software, y de los protocolos de comunicación pertinentes y adecuados al sistema de distribución y de comunicación de Colombia, por otro lado cubre los aspectos relacionados con el manejo de dicha información teniendo en consideración criterios como aplicación de una seguridad antifraude que permita responder por la seguridad de los datos obtenidos por el sistema, la creación de una interfaz con el usuario que permita la interacción continuo entre las empresas y los usuarios para la manipulación de los datos obtenidos de los medidores, la aplicación de un sistema de información geográfico mediante el cual se realiza una integración organizada de hardware, software y datos geográficos que permitan almacenar, manipular, analizar y desplegar en función de un catastro del sistema



de distribución eléctrico a través de información geográfica referenciada que permitan resolver problemas de planificación y gestión.

**Legislación:** es necesario la organización de una comisión con participación de todos los sectores involucrados y liderados por las altas autoridades del sector eléctrico, el cual deberá que se encargue de formular los parámetros necesarios para legislar todo lo relacionado a la automatización del sistema de distribución y la implementación de un sistema DMS estableciendo los lapsos de instalación de dichos sistemas los cuales deben realizarse paralelamente con la instalación de los medidores inteligentes, la formulación de un marco organizativo de funcionamiento del DMS en función de las necesidades de la red de distribución y de los medidores inteligentes, establecimiento de normativas que regulen la utilización de dicha herramienta en función del manejo de la información y por ultimo establecer los derechos y deberes tanto de los usuarios y las empresas.

### **3.4.3 Criterios de Diseño y Reconfiguración de la Red de Distribución Eléctrica, para el inicio de la Formación de las Smart Grids.**

Actualmente muchos de los sistemas de distribución presentan índices de caída de voltaje y pérdidas de potencia que no se encuentran dentro de los límites de variación permitidos, esto se debe fundamentalmente al aumento del consumo de energía y la invariabilidad de los circuitos de la red. Es por ello que se deben realizar mejoras para aumentar la eficiencia de la red de distribución mediante la expansión y reconfiguración del sistema, la expansión tiene como objetivo adecuar bajo el criterio de máxima rentabilidad el sistema eléctrico, teniendo en cuenta crecimientos futuros de la demanda y garantizando un suministro de energía eléctrica con niveles de calidad y confiabilidad determinados. La reconfiguración se puede entender como el conjunto de medidas tomadas para mejorar las condiciones actuales del sistema, realizando los cambios necesarios tanto en condiciones normales así como en condiciones de contingencia mediante la transferencia de cargas de un alimentador a otro teniendo en cuenta las restricciones de los parámetros de operación de la red y la topología de los circuitos, con el propósito de mejorar las



características operativas de los sistemas, en términos de disminución de pérdidas, mejoramiento del perfil de tensiones, balanceo de cargas, etc.

- Madurez tecnológica y riesgo de “*first mover*”.

La falta de tecnologías estándares y maduras, aumentan el riesgo de inversión, además están las escasas pruebas piloto de escala suficiente que no permiten que las estimaciones y supuestos considerados no sean totalmente fiables.

- “*Business case*”

Los costos de inversión y operación son todavía elevados y por otra parte los beneficios que se pretenden conseguir son difícilmente cuantificables.

- Concientización

De parte de los reguladores enmarcados en los objetivos de fomento de las energías renovables, eficiencia energética, reducción de CO<sub>2</sub> y la necesidad de aumentar la inversión en las redes eléctricas.

- Normativa de regulación.

En algunos casos impone limitaciones o barreras técnicas y en otras no genera incentivos suficientes para la inversión.

- Acceso a fuentes de financiación.

Con cambios repentinos en el modelo y el aumento de los riesgos de una actividad regulada permiten el aumento de costos de financiación haciendo menos rentables las inversiones.

En base a estos criterios, se ha analizado las redes de distribución y se pudiese determinar la cantidad de dispositivos inteligentes que deberían instalarse en el municipio de Puracé para disponer de una red automatizada.

Las *Smart Grids* proponen la continua transferencia de carga, la cual actúa como una de las principales medidas utilizadas para la reconfiguración de la red, en condiciones normales del sistema eléctrico la transferencia de carga se realiza para optimizar el comportamiento



de la red en cuanto a la demanda de potencia, transfiriendo carga a los circuitos subutilizados de aquellos circuitos sobre utilizados compensando las cargas la operación del sistema para hacerlo más eficiente. En caso de que el sistema eléctrico presente condiciones de contingencia que afecte el suministro del servicio eléctrico a los usuarios las *Smart Grids* proponen la reconfiguración automática de la red conectando los circuitos afectados de las zonas prioritarias a circuitos que se encuentren en normal funcionamiento. Esta reconfiguración se debe hacer mediante análisis previos de los circuitos y de las zonas prioritarias.

#### **3.4.4 PROYECTO PILOTO SMART GRID**

El proceso de implementación de *Smart Grids* no se concibe totalmente formado y listo para funcionar, ya que se encuentra apenas en proyecto. Como ha sido el caso con cada nueva tecnología, cada nueva estrategia, cada nuevo orden de ideas, habrá una curva de aprendizaje. Las empresas de distribución y transmisión no pueden avanzar a lo largo de la curva de aprendizaje hasta empezar a utilizar el análisis en tiempo real y la gestión activa de la red.

Los desarrolladores para análisis de circuitos están empezando a trabajar con los principales proveedores de SCADA y AMR en proyectos piloto sobre el tema. Las empresas distribuidoras están en un proceso de planificación de un proyecto piloto con tecnologías AMR. Por concepto, el proyecto piloto incluirá la tecnología existente que más cerca está de completar el análisis en tiempo real. Uno de los importantes resultados de los proyectos piloto es establecer un punto de partida para el número mínimo de medidores en línea con SCADA.

Conocer más acerca de estos temas será cada vez más crucial para que las empresas de servicios públicos puedan planificar y ejecutar el despliegue de análisis en tiempo real en todo el sistema. Por estas razones las empresas distribuidoras están destinadas a tener en cuenta los siguientes puntos:



### 3.4.4.1 ARQUITECTURA REGIONAL

El Comité Colombiano de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (COCIER) deberá consolidar la operación actual de las empresas de distribución de Colombia en regiones, cada una soportada por un Sistema Integrado Regional (SIR) de Operación de la Distribución, de acuerdo con lo esquematizado en la Figura 3.3.

Cada Región comprende varias zonas correspondientes a las áreas geográficas de responsabilidad asignadas a las empresas que actúan en la Región.

Considerando que algunas Empresas han implementado sistemas SCADA con tecnología reciente, se deben integrar estos sistemas a los SIR.

Cada SIR soportará la operación de la distribución en su región por medio de las siguientes funciones regionales:

- a. SCADA, consiste en la funcionalidad de adquisición de datos y control (*Supervisory Control and Data Acquisition*) como se especifica en este documento.

Los SCADA Regionales se comunicarán entre sí, por medio del protocolo ICCP (*Inter-Control Centre Communications Protocol*), encargado del intercambio de datos sobre redes de área amplia WAN, entre centros de control regionales por medio de enlaces redundantes soportados por el Sistema. Adicionalmente los SIR Regionales se comunican con un Centro de Control de Energía de Colombia, por medio de protocolo ICCP y enlaces redundantes soportados por el Sistema.

El SCADA Regional recoge datos:

- Directamente.
- Por medio de concentradores de datos a ser adquiridos o existentes utilizando enlaces redundantes soportados por el sistema.
- Por medio de los SCADA existentes. Los SCADA existentes se comunicarán con el SIR por medio del protocolo ICCP por enlaces redundantes a ser soportados por el sistema.

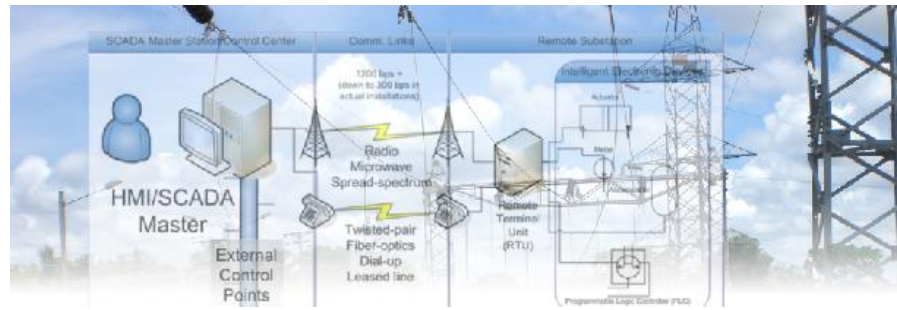


Figura 3.2 Protocolo ICCP [Fuente: <http://www.automatizacionavanzada.com>]

- b. OMS (*Outage Management System*), que debe permitir a los operadores responder adecuadamente a las condiciones de interrupción detectadas directamente por medio del SCADA, datos de la plataforma de medición de energía AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), o información reportada por los usuarios del servicio eléctrico por medio de la función de atención de llamadas (*Trouble Call System*), por mantenimiento programado. El OMS debe utilizar los métodos más modernos basados en equipos móviles y despacho de personal de campo para optimizar el uso del personal de atención de reclamos disponible, minimizando los tiempos de respuesta de atención a los usuarios.
- c. DMS (*Distribution Management System*), conjunto de herramientas de análisis de la operación del sistema de distribución tanto en tiempo real como en modo de estudio, utilizando para este fin el modelo del sistema eléctrico mantenido a partir de la información del sistema GIS (*Geographic Information System*) y de datos de la situación actual del SCADA o futura, formulada por el operador o de la información proveniente de la programación del mantenimiento.
- d. SGI, Sistema de Gestión de la Información, con funciones tanto de repositorio histórico para los sistemas que soportan la operación (SCADA, OMS, DMS) como de almacenamiento de datos recolectados directamente de campo por interfaces del SGI pero que no son objeto de recolección de datos de SCADA. El SGI regional operará a nivel regional como alternativa básica. Además del SGI Regional, SGI zonales que reporten datos al SGI Regional en forma jerárquica, minimizando requerimientos de comunicaciones.





- e. QADS (*Quality Control and Development System*), que debe permitir construir bases de datos y despliegues durante la etapa inicial del proyecto para luego servir de plataforma de prueba de versiones nuevas de software y de desarrollo e integración de funciones.
- f. OTS (*Operator Training Simulator*), que debe permitir ejercitar a los operadores de forma a que puedan responder adecuadamente a diferentes situaciones formuladas por los entrenadores en escenarios previamente preparados. El OTS se implementará solo en uno de los SIR, prestando sus servicios al conjunto de regiones. Se tendrá como opción la posibilidad de acceso remoto al OTS de forma que se pueda minimizar el desplazamiento de operadores de otras regiones a ser entrenados precisando el ancho de banda de comunicaciones requerido para soportar la capacitación remota solicitada.

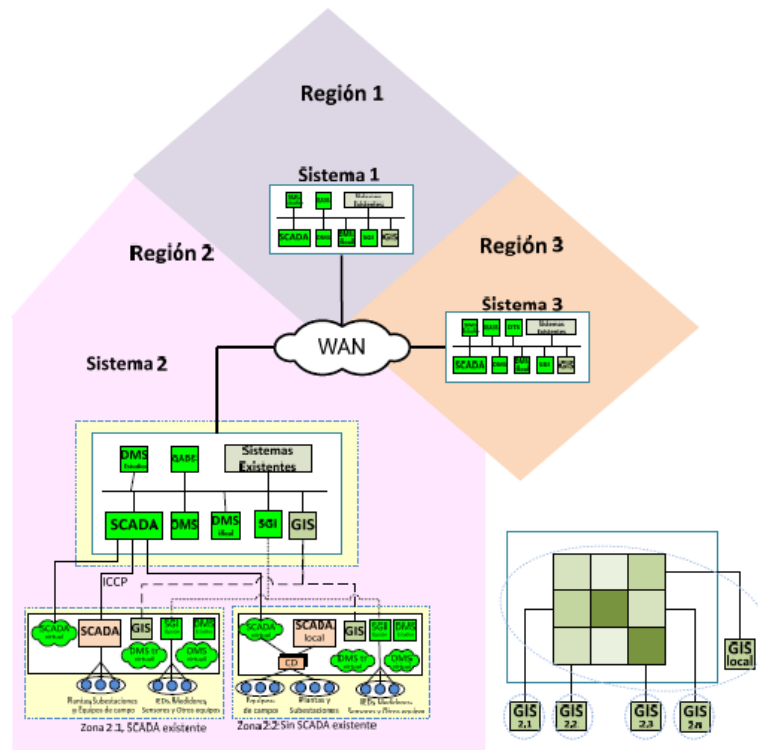


Figura 3.3. Sistema Integrado Regional (SIR) de Operación de la Distribución

- g. GIS, existente con software ARCGIS que consolida el modelo regional del sistema eléctrico a partir de los modelos mantenidos por los GIS de cada zona.



- h. Sistemas Existentes, comprende todos los sistemas del Cliente tales como Sistemas de Información de Usuario (*Customer Information System*), ERP (*Enterprise Resource Planning*) y otros que contengan datos requeridos por el OMS y/o DMS y que por lo tanto deben ser integrados con los sistemas. Se deberá realizar la integración con estos sistemas por medio de servicios web diseñados e implementados para el caso particular de EMEESA.

Los sistemas de zona tendrán la siguiente funcionalidad, implementada por medio de funciones soportadas por un esquema tipo *cloud computing*, soportado por las comunicaciones del Cliente, para operación en condición normal, definida como la situación cuando el sistema del centro de control de zona tenga operativas todas las comunicaciones con el SIR Regional:

- a. SCADA virtual consistente en acceso remoto del SCADA regional por medio de consolas remotas configuradas con las áreas de responsabilidad adecuadas para operar el sistema eléctrico de la zona.
- b. OMS y DMS en tiempo real virtuales operados por medio de consolas remotas de las funciones del SIR respectivo configurados para las áreas de responsabilidad respectivas.
- c. DMS en modo de estudio que se debe poder configurar a partir de datos operativos tomados del GIS local y del SIR regional.
- d. SGI zonales que sirvan para recolectar datos de campo que no son objetos de SCADA y reporten los mismos al SGI Regional.
- e. GIS de zona (con software ARCGIS) que soportan entre otros el mantenimiento del modelo de zona, la visualización y soporte de operación y el DMS modo de estudio.

Los sistemas de zona tendrán la siguiente funcionalidad para operación en condición de emergencia, definida como la situación cuando el sistema del centro de control de zona pierda comunicaciones con el SIR Regional que impidan su operación normal:

- a. Para la función de SCADA se consideran los siguientes casos:



- Para los centros de control zonales con sistemas SCADA existentes se utilizarán estos sistemas para la operación en tiempo real bajo condiciones de emergencia.
  - Para los centros de control zonales que no tenga SCADA existentes se debe buscar sistemas SCADA local que cumpla los requisitos especificados en la Sección de SCADA de estas especificaciones y que trabajen en conjunto con los concentradores de datos duales que son objeto de esta licitación mientras dure la operación aislada de la zona. Cuando se restablezca la comunicación sincronizarán su información local con el SIR Regional.
- b. DMS en modo de estudio que se debe poder configurar a partir de datos operativos tomados del SCADA regional mediante las comunicaciones necesarias para la conexión de los sistemas de control de zona con su respectivo GIS local y del SIR regional (de forma opcional se podrá tomar la información del SGI zonal) y de la información del proceso del mantenimiento.
- c. SGI zonales opcionales que deberán recolectar datos de campo que no son objetos de SCADA, almacenarlos localmente mientras dure la interrupción de comunicaciones para luego reportar los datos al SGI Regional una vez restablecidas las comunicaciones.
- d. GIS de zona (con software ARCGIS ya adquiridos por el Cliente) que soportan entre otros el mantenimiento del modelo de zona, la visualización y soporte de operación y el DMS modo de estudio.

Se debe especificar el SIR definiendo los enlaces requeridos, anchos de banda requeridos, etc. cotizando todos los elementos necesarios incluidos switches, routers y firewalls necesarios[19].

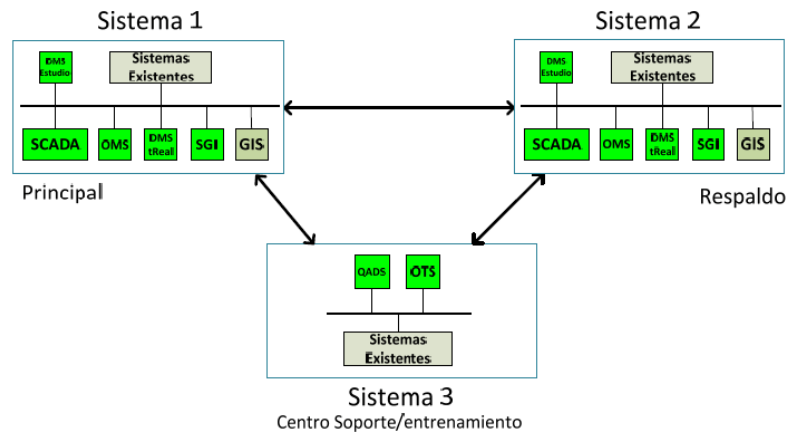


Figura 3.4 Evolución arquitectura de los SIR

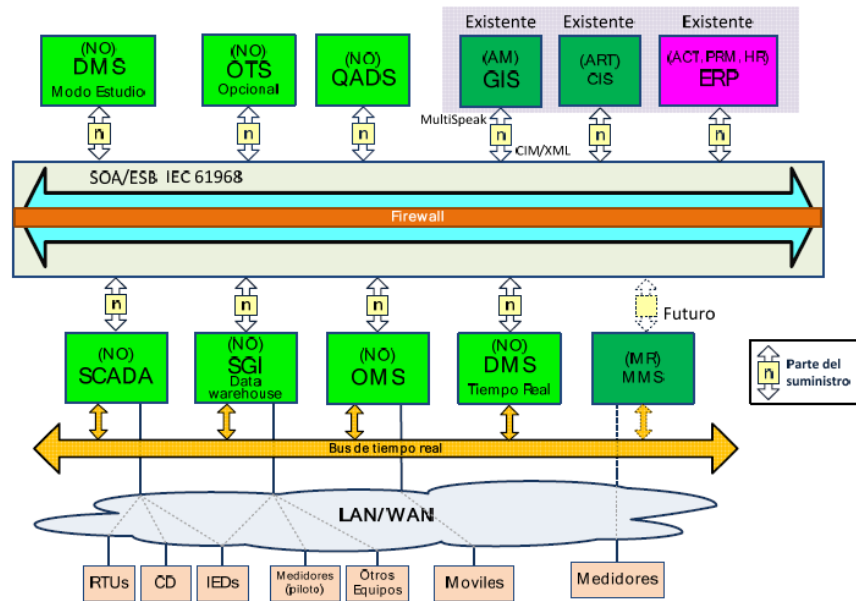


Figura 3.5 Componentes Principales del Sistema.



### 3.4.4.2 COMPONENTES FUNCIONALES

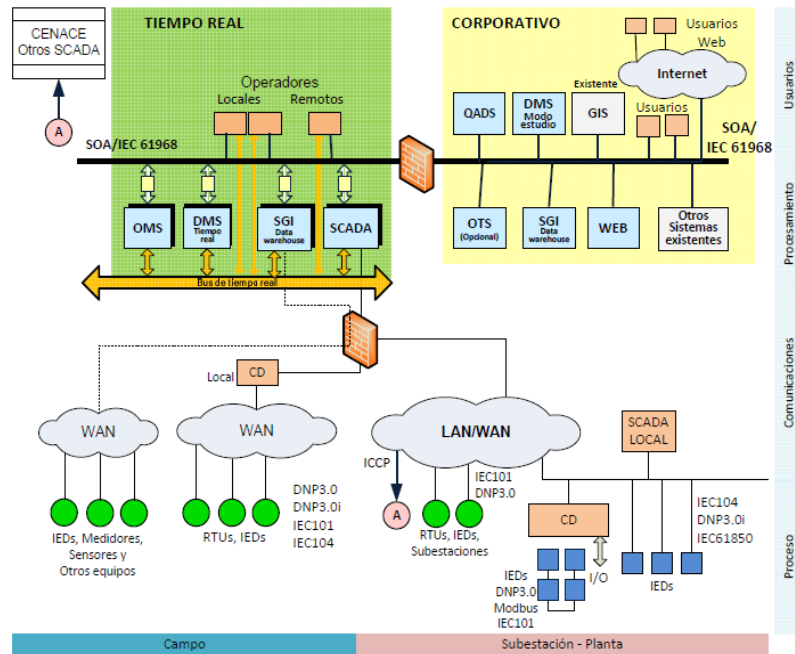


Figura 3.6 Componentes Funcionales de la Arquitectura

- Las funciones del sistema a ser suministrado se muestran en la Figura 3.6, según la separación en tres partes claramente segmentadas: el bus de tiempo real y el bus de servicios que están en la zona militarizada (Tiempo Real) y el bus de servicios que está en la zona desmilitarizada (Corporativo) dando servicio a usuarios corporativos y por lo tanto evitando su acceso a las zonas de máxima seguridad.
- Funciones de operación que se comunican entre sí por el bus de tiempo real y que se interconectan a otras funciones por el bus de servicios y que comprenden las siguientes:
  - a. La suite de tiempo real, SCADA, SGI, OMS y DMS en tiempo Real especificada y comunicada por el bus de tiempo real.
  - b. Funciones de recolección de datos SCADA y SGI que se conectan a los elementos de campo por medio de protocolos estándar utilizando una red de área amplia suministrada por el Cliente. Estos elementos se explican en mayor detalle en la sección siguiente y comprenden equipos de subestaciones/plantas y equipos remotos de medidores y



sensores de campo. Se implementarán un conjunto de Concentradores de Datos y SCADA locales como se especifica.

- Funciones de estudio que incluye el DMS en modo de estudio para el análisis de la red.
- QADS como se especifica más adelante en esta Sección.
- OTS ejecutará sus funciones en un hardware dedicado a dicha funcionalidad. Igualmente suministrará la capacidad de entrenar operadores simulando tanto el sistema eléctrico como el sistema SCADA/OMS/DMS.
- Servidor WEB: que dispone de todos los servicios necesarios para que usuarios externos con browsers comerciales y acceso tipo internet con dispositivos fijos o móviles puedan acceder, con las debidas autorizaciones, a funciones y datos del Sistema.

### 3.4.4.3 CONCEPCIÓN DEL SISTEMA SCADA

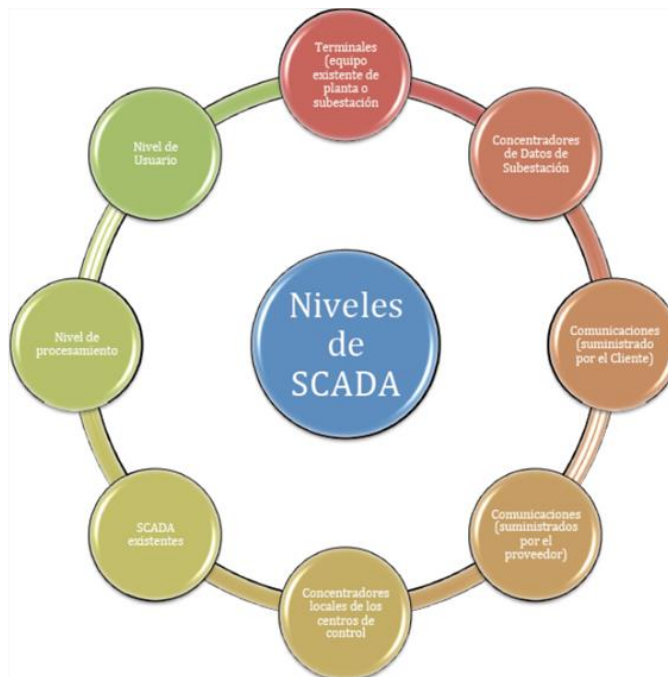


Figura 3.7 Niveles Fundamentales de un SCADA.



- La configuración básica del sistema incluye los siguientes niveles que hacen parte del esquema de operación y control:
  - a. Terminales (equipo existente de planta o subestación): corresponde al nivel de terminales remotas (RTU) existentes o de IEDs de subestación los cuales directamente o por medio de concentradores de datos locales transmiten la información de tiempo real requerida por el SCADA. La comunicación de las RTU o IEDs a los concentradores de datos se los realizará a través de los protocolos: IEC-103, DNP3, MODBUS, etc.
  - b. Concentradores de Datos de Subestación: que sirven de elementos que agrupan IEDs o RTUs o Elementos Tele controlados con comunicación serie o de red de diferentes protocolos y que se comunican hacia el centro de control con un protocolo de red sobre TCP/IP (IEC 60870-5-104, DNP3i) y protocolos seriales utilizados por el Cliente. Adicionalmente se utiliza el protocolo IEC61850 en subestaciones con su proyección hacia centros de control en un futuro.
  - c. Comunicaciones: comprende los sistemas de comunicaciones por diferentes medios que transmiten la información de terminales remotas de red, terminales remotas con comunicación serie y concentradores remotos que soportan comunicaciones con subestaciones, equipos de media tensión, medidores inteligentes, etc. Este sistema no incluye enrutadores y demás accesorios que deben ser suministrados por el Proveedor del sistema de comunicación.
  - d. Comunicaciones: Comprende la red de comunicaciones interna en los centros de control regionales.
  - e. Concentradores locales de los centros de control: semejante al nivel de concentradores remotos, tiene como función el tratamiento de canales seriales y de canales de red con diferentes protocolos para adecuarlos a las necesidades del SCADA. Estos concentradores deben poder enviar información a más de un sistema de control como puede ser el sistema del centro de control de respaldo (“*backup*” futuro) cuando se implemente la transición hacia la configuración dual especificada.



- f. SCADAS existentes: incluye el conjunto de sistemas existentes en las diferentes regiones y que continuarán soportando la operación como elementos de recopilación de datos en sus zonas que transmiten datos hacia los SIR utilizando el protocolo ICCP. Estos sistemas operarán como sistemas de respaldo en caso de falla de las comunicaciones entre el sistema de control de zona y el SIR correspondiente.
- g. Nivel de procesamiento: comprende el conjunto de servidores de los sistemas SCADA cumpliendo con los requerimientos de continuidad del negocio que soportan a todos los usuarios tanto locales como remotos de los SCADAs virtuales. El nivel de procesamiento incluye el sistema de configuración y prueba que debe soportar el mantenimiento de base de datos, despliegues y demás labores de soporte de los sistemas que para efectos de este documento se denomina QADS (*“Quality and Development System”*).
- h. Nivel de Usuario: es el conjunto de usuarios de diferente tipo que haciendo uso de los recursos de los nodos de procesamiento, cumplen con sus tareas del ambiente de operación, de ingeniería y estudios, corporativo, etc. por medio de estaciones de trabajo o por medio de PCs con navegadores comerciales con acceso de diferente tipo incluyendo Web.

Los sistemas SCADA deben poder asignar a los usuarios los accesos permitidos por medio de la definición de áreas de responsabilidad. Un usuario no debe estar limitado a las funciones soportadas por su propio sistema de control sino que puede tener acceso autorizado como usuario remoto de otros sistemas. De esta manera se debe poder lograr la sinergia de poder utilizar todos los nodos de procesamiento como recursos de los usuarios de cada localidad en la transición hacia el sistema especificado [20].





#### **3.4.4.4 SISTEMA DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD Y DESARROLLO DE PROGRAMAS (QADS)**

- Se deberá configurar el QADS de tal manera que contenga toda la funcionalidad del Sistema, incluyendo SCADA (adquisición de datos y control y protocolo TASE.2), SGI, OMS, DMS en tiempo real, modo de estudio y aplicaciones de seguridad de la red configurados preferiblemente en un solo servidor.
- El QADS soportará los desarrollos del Cliente y las pruebas de las aplicaciones, bases de datos, despliegues y reportes del Sistema además de nuevas versiones del software del proveedor o parches antes de su aplicación al sistema en operación.
- Se debe suministrar los medios para que una vez verificadas las versiones o pruebas en el QADS los cambios aprobados se puedan propagar al (los) SIR. En consecuencia se deben suministrar todas las herramientas necesarias para soportar la gestión de base de datos y despliegues desde el QADS hacia el SIR correspondiente y en la evolución del sistema hacia la configuración especificada.
- Cada QADS se entregará con una base de datos básica y con todas sus funciones de desarrollo y mantenimiento de *software*, datos, despliegues, etc. Cada QADS incluirá igualmente herramientas de desarrollo de *software*, tales como compiladores, control de código fuente, y kits de desarrollo necesarios para soportar la integración de aplicaciones del Cliente con la plataforma global.
- Se suministrará la capacidad de simular, acceder a o recibir datos en tiempo real provenientes de los concentradores de datos, las RTUs, los elementos tele controlados y demás fuentes de datos objeto del SGI en tiempo real, simultáneamente con el SCADA y SGI principales.
- El QADS incluirá el modo de escuchar o cualquier otro medio para acceder o recibir datos en tiempo real provenientes de los concentradores de datos, elementos tele controlados y las RTUS y demás fuentes de datos en tiempo real, en forma concurrente con el SCADA.



- a. El proceso de adquisición de datos en tiempo real deberá ser transparente para cualquier función que se ejecute en el QADS y que esté, utilizando esos datos, no interfiera ni degrade la operación del Sistema.
- b. No deberá ser necesario reconfigurar la fuente de datos para transmitir a los SCADA y a los QADS simultáneamente (por ejemplo implementando una transmisión redundante de datos a través de un enlace de comunicaciones).
- c. El QADS estará en condiciones de adquirir simultáneamente datos en tiempo real directamente desde las fuentes de datos (por medio de equipo de adquisición de datos del QADS) y desde los demás componentes del Sistema.
- d. Solamente se comunicarán los comandos de control expedidos por el QADS a los dispositivos de campo si tales dispositivos están conectados directa y exclusivamente al QADS.

#### **3.4.4.5 REDES LOCALES Y DE ÁREA AMPLIA**

- La LAN del SCADA/OMS/DMS se considerará como una red protegida y confiable.
- Todo sistema o usuario que se conecte a la LAN del SCADA/OMS/DMS estará sujeto a la autorización por identificación de usuario y acceso con clave.
- El SCADA/OMS/DMS estará conectado a otros centros por el protocolo ICCP. La red de centros de control se considerará como una red confiable sin embargo la conexión entre esta red y el SCADA/OMS/DMS requiere incluir un cortafuego (*firewall*) por seguridad.
- El SCADA/OMS/DMS se conectará a la red corporativa y WAN de comunicaciones por medio de un protector tipo *firewall*.

El *firewall* proporcionará protección contra posibles amenazas a la seguridad que ocurran a través de la red corporativa y suministrará servicios IPS.



## RED DE CONCENTRADORES DE DATOS/RTU

- El SCADA/OMS/DMS se comunicará con los Concentradores de Datos remotos, medidores y RTUs del Cliente a través de la red de comunicaciones.
- El SCADA/OMS/DMS incluirá los Concentradores Locales (equivalentes en esta especificación a Procesadores tipo “*Front End*”) que soporten la conexión entre las RTUs, elementos telecontrolados y demás equipos de campo. El Concentrador Local se considerará como un servidor.
- 

### 3.4.4.6 ACCESO DE MANTENIMIENTO REMOTO

- El SCADA/OMS/DMS incluirá capacidades para que los usuarios desde fuera de su LAN puedan acceder al mismo con el fin de monitorear, analizar y mantener el sistema.
- El acceso a través de este recurso estará estrictamente controlado e incluirá restricciones fuertes de acceso y encriptación. La plataforma permitirá el acceso remoto utilizando la tecnología de red privada virtual (VPN).
- El acceso de mantenimiento remoto tendrá las siguientes características:
  - a. El punto de acceso VPN en el centro de control será un recurso dedicado a la VPN.
  - b. Todo el tráfico VPN será enrutado a través del punto de acceso. Este punto requerirá de la autenticación de usuario y políticas de seguridad; y el acceso al SCADA/OMS/DMS no será posible hasta que el usuario haya sido autenticado.
- Será posible desactivar el acceso de mantenimiento remoto mediante una sola acción y desconectar físicamente el SCADA/OMS/DMS del punto de acceso.



### 3.4.4.7 ARQUITECTURA DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN Y SEGURIDAD ELECTRÓNICA

- Cada uno de los sistemas suministrados incluirá un perímetro de seguridad electrónica claramente definido dentro del cual residirán todos los módulos asociados.
  - a. Todos los sistemas y equipos ubicados dentro del perímetro de seguridad, al igual que el equipo que define el perímetro de seguridad, se tratarán y configurarán como activos cibernéticos críticos (*Critical Cyber Assets*), según lo definido por las normas NERC CIP (*Critical Infrastructure Protection*).
  - b. El punto principal de acceso a través de este perímetro será un *firewall*.
  - c. Los demás puntos de acceso, como módems de soporte estarán protegidos o normalmente desactivados de tal manera que se requiera de la intervención manual para activarlos[21].
- El Contratista suministrará el *firewall* y todos los medios de *hardware* y *software* de protección del perímetro de seguridad.
- El perímetro de seguridad informática tendrá como mínimo las siguientes características:
  - a. No habrá conexión directa desde la Internet a las redes del Sistema, y viceversa.
  - b. La red corporativa no tendrá consulta directa ni capacidad de acceso a ningún dato almacenado o procesado dentro del SCADA. Los usuarios corporativos accederán a los datos a través del sistema de SGI de la DMZ o servicios WEB.
  - c. Se deberán implementar normas bien definidas que señalen el tráfico requerido y autorizado para todos los puntos de acceso.
  - d. Se permitirá la administración de los dispositivos de control de acceso únicamente a partir de un subconjunto altamente restringido de dispositivos de administración.



- Se proveerán recursos para registrar todo el tráfico de red con el fin de detectar actividades no autorizadas, no usuales e intentos de burlar las capacidades de seguridad del Sistema o su perímetro de seguridad electrónica. El Contratista incluirá un mecanismo para determinar cuáles patrones de tráfico en red constituyen un tráfico “normal”.
- Se suministrará los documentos y planos que muestren los perímetros de seguridad electrónica, todos los componentes interconectados dentro de este perímetro, todos los puntos de acceso a través del perímetro y todos los activos empleados o configurados para controlar o monitorear el acceso a los puntos definidos de acceso.
- Se deberá asistir al Cliente en la determinación de permisos para accesos mínimos requeridos por los firewalls a fin de permitir una operación funcional y a la vez segura incluyendo acciones normales, de emergencia y de mantenimiento.
- Cuando se implemente el acceso externo al perímetro de seguridad electrónica, el Sistema tendrá activa una interfaz para soportar los controles técnicos estrictos que sean requeridos para garantizar la autenticidad de la persona que accede.
- Donde sea aplicable, el contratista propondrá arquitecturas adicionales de seguridad en red, incluyendo redes “DMZ” (“*Demilitarized Zone*”) y sistemas asociados, con el fin de brindarles a los usuarios externos acceso a los datos sin impactar el desempeño, confiabilidad o seguridad del Sistema o sus sistemas componentes.
- Todos los *Firewalls* estarán implementados utilizando una filosofía de “negación por defecto” (“*default deny*”) que permite el acceso tan solo a los usuarios, nodos, puertos y servicios específicamente autorizados.
  - a. Todos los *Firewalls* suministrados y sus enrutadores asociados se configurarán de manera que se generen registros cronológicos de datos de entrada (*logs*) para todos los intentos exitosos o no de autenticación de usuario (*login*).



- b. El Contratista suministrará un listado de todos los puertos, direcciones y servicios necesarios y requeridos que necesiten acceso a través de todos los *firewalls* que soporten funciones normales, de emergencia y de mantenimiento en ejecución.
- c. Todo acceso implementado durante el desarrollo del Sistema, pruebas en fábrica y en sitio se documentarán y revisarán con el objeto de eliminarlos antes de la puesta en marcha del Sistema.

#### 4. CONCLUSIONES

- El proyecto de grado, documento los principios tecnológicos, culturales y ambientales que impulsaran la implementación de las redes eléctricas inteligentes (*Smart Grids*), como punto central, los sistemas de distribución eléctrica, con la finalidad de idear un plan que permita a futuro integrar los sistemas de distribución eléctrica de Colombia Actuales con sistemas inteligentes.
- Fue posible proponer un plan de integración del sistema de distribución eléctrico actual con *Smart Grids*, aplicado al caso de estudio: La Empresa Municipal De Energía Eléctrica EMEESA S.A. E.S.P.
- Un factor crítico a la hora de implementar un plan de integración con *Smart Grids*, es el económico, ya que, debe ser el estado quien sea el precursor de estos recursos para la ejecución de este tipo de proyecto, dependiendo de factores como tecnología, tarifas y estimaciones de tiempo para el desarrollo de las diferentes fases del mismo.
- La implementación de tecnologías innovadoras como los contadores bidireccionales con tele gestión y tele medida, permitirán dar mayor presencia en el mercado eléctrico a los pequeños productores y consumidores de electricidad.
- La automatización distribuida, gestionada permitirá alcanzar mayores cotas de eficiencia energética, ya que se evitarán grandes pérdidas por el transporte, y permitirá reducir costos de inversión, así como la reducción en los impactos sobre el medio ambiente y mejorar la calidad



y seguridad en el suministro, obteniendo una sostenibilidad al modelo, que requiere de un marco regulatorio explícito, imparcial y confiable; y un agente controlador sólido, que supervise y vigile el cumplimiento de la normativa y el funcionamiento del mercado.

- Para EMEESA, la implementación de este plan de integración es a largo plazo, ya que su mayor número de usuarios, se encuentra en una zona rural, donde el hábito de pago se dificulta, se subsidia un gran porcentaje, y la fase inicial de medidores inteligentes, genera un aporte por parte del consumidor, que en este momento no están de acuerdo en pagar.
- La Smart Grid o Red Eléctrica Inteligente es la mejor opción para la futura implementación en el campo de la distribución, ya que es una tecnología de punta, que está en pleno auge y que brinda seguridad, confiabilidad, estabilidad, sobre todo en monitoreo y control de las redes de distribución, minimizando los costos al momento de la transmisión de datos y manipulación de los mismos.
- EMEESA, recibe a conformidad la monografía de trabajo de grado, manifestando una vez recibido y revisado el documento que se ha realizado una fiel descripción de la información de los procesos manejados dentro de la empresa, sin violar ningún principio de confidencialidad.

## 5. TRABAJOS FUTUROS

- Empezar un estudio para el diseño de un prototipo de medidor inteligente que se adapte a las necesidades y características del sistema eléctrico de Coconuco (Potencia, Interfaz de usuario, Comunicaciones).
- Implementar un mecanismo adecuado que permita la preparación de la sociedad y el sector eléctrico, para que tengan la suficiente capacidad de ser agentes proactivos en el uso de las *Smart Grids* y permita la optimización del uso de la energía, reduciendo sus impactos sobre el medio ambiente.



- Implementación de un plan de integración de los sistemas actuales de distribución con *Smart Grids*, a nivel regional.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] EU Commission Task Force For Smart Grids, "Functionalities of smart grids and smart meters, Final Deliverable", 2010. Disponible en: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/expert\\_group1.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf)

[2] IEEE, "P2030/D5-2011IEEE Draft Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation With the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads ", IEEE Standardization, Febrero de 2011.

[3] Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, "SMART GRIDS Y LA EVOLUCION DE LA RED ELECTRICA", España, Mayo de 2011.

[4] GAO United States Government Accountability Office, "ELECTRICITY GRID MODERNIZATION - Progress Being Made on Cybersecurity Guidelines, but Key Challenges Remain to be Addressed", Estados Unidos, Enero de 2011.

[5] Comité Asesor de Comercialización. "Colombia Inteligente". Disponible en: [http://www.cac.org.co/boletines\\_2011/boletin\\_junio\\_2011/boletin\\_jun.html](http://www.cac.org.co/boletines_2011/boletin_junio_2011/boletin_jun.html)

[6] De Craemer K., Deconinck G., "Analysis of State-of-the-art Smart Metering Communication Standards ", YRS edition: 2010, Leuven, Marzo de 2010

[7] EPRI Electric Power Research Institute, "Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap", Estados Unidos, Junio de 2009

[8] EU Commission Task Force for Smart Grids, EU Commission, "ANNEX C: Some Relevant Standards", Suiza, 2010.

[9] National Energy Technology Laboratory, "A COMPENDIUM OF MODERN GRID TECHNOLOGIES", U.S. Department of Energy, NETL Modern Grid Initiative, Estados Unidos, 2007.

[10] Naguil J.L., Szewczuk O., Bahamonde P.J. "Redes Eléctricas Inteligentes En Argentina". Rio Gallegos Argentina 2011. Disponible en:

[http://www2.cab.cnea.gov.ar/ieds/hyfuseen\\_2011/extras/trabajos/16-134.pdf](http://www2.cab.cnea.gov.ar/ieds/hyfuseen_2011/extras/trabajos/16-134.pdf)

[11] OPEN meter, "Description off current state of the art technologies and protocols", Junio de 2009.





- [12] Gerwen R. van, Jaarsma S. y WliHITE R., “Smart Metering”, KEMA, Holanda, julio de 2006.
- [13] Rochester Gas and Electric Corporation New York State Electric and Gas Company, “Advanced Metering Infrastructure Overview and Plan”, Estados Unidos, Febrero de 2007.
- [14] MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA. CENTRO DE PUBLICACIONES, “Comunicaciones por línea eléctrica (PLC)”, Madrid, España, 2007
- [15] Acosta, D., “*CODENSA: Focalización de zonas con pérdida de energía a partir de la macromedición*”, Bogotá, 2007.
- [16] NATIONAL COMMUNICATIONS SYSTEM, Technical Information Bulletin. “Supervisory Control and Data Acquisition Systems”. Estados Unidos, 2004.
- [17] Gray G., Ortiz M., Hu S., Zhou J., “An Approach for Open and Interoperable AMI Integration Solution”, Grid-Interop Forum, 2008.
- [18] Observatorio Industrial del sector de la Electrónica, “Smart Grids y la Evolución de la Red Eléctrica”. España, 2011.
- [19] Peña H, “Infraestructura de medición avanzada AMI (Advanced Metering Infrastructure)”, Bogotá 2010.
- [20] Stouffer K. “Guide to Supervisory Control and Data Acquisition and Industrial Control Systems Security”. Estados Unidos, 2007.
- [21] Centro Criptológico Nacional, “Seguridad en Sistema SCADA”. Madrid, 2010.



## **ANEXOS**



## A. COMUNICACIONES EN SMART GRIDS

Para obtener una fuente de energía segura, fiable y ante todo económica, éste debe de estar ligada a una rápida, eficiente y segura estructura de comunicación. Es por esto que para la implementación de este nuevo sistema, que conlleva grandes cambios al actual, se han planteado una serie de normalización, estándares de comunicación, con el fin de crear un sistema robusto y de fácil interoperabilidad [1], bajo nuevas y mejoradas tecnologías, entre los diferentes equipos que conforman las etapas del sistema eléctrico.

### A1. Estándares Y Protocolos De Comunicación Propuestos Para *Smart Grid*.

El principal objetivo de la comunicación de *Smart Grid*, es la interoperabilidad entre todos los componentes que forman la red. Esto quiere decir que la comunicación entre sistemas y subredes se basa en un modelo de datos, protocolos y un concepto de red común. El principal concepto que debe manejar este tipo de redes, es que la comunicación será abierta y sólida para las modificaciones que en el futuro se planteen, es decir que brinde la posibilidad de expansión y cambio sin alterar su plataforma base.

El mapa actual de protocolos de comunicación utilizados en el sistema eléctrico es muy extenso, y está regulado por el comité técnico TC57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Así, IECTC57 aglutina varios grupos de trabajo para estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y la utilización por los mismos de protocolos de comunicación ya existentes como TCP/IP o interfaces serie. Cada uno de estos grupos de trabajo se ha encargado de definir y mantener un estándar de comunicaciones en función de las necesidades de comunicación en cada punto de la red eléctrica.

A continuación se presentaran los principales protocolos, normas y recomendaciones sobre las comunicaciones en la red eléctrica, clasificándolas en los diferentes dominios que cuenta *Smart Grid*, con el fin de reconocer los



estándares que trabajan en varios dominios, generando la interoperabilidad entre los mismos [2] [3].

**Tabla A.1 Principales protocolos de comunicación en la red eléctrica**

<b>ESTÁNDAR</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>DOMINÓS DE ACCIÓN</b>
IEC 60870	Equipos y sistemas de telecontrol – protocolo de telecontrol compatible con las normas ISO.	Generación, Transmisión, distribución, control.
IEC 61085	Consideraciones generales para servicios de telecomunicaciones para sistemas eléctricos de potencia	Telecontrol; Tele medición; Control y Sistemas de adquisición de datos (SCADA)
IEC 61850	Redes de Comunicaciones y Sistemas de subestaciones  TODAS LAS PARTES:  IEC/TR 61850-1,-2,-3,-4,-5,-6,-7-1,-7-2,-7-3,-7-4,-7-410,-7-420,-8-1,-9-1,9-2,-10,-90-1.	Generación, Transmisión, distribución, clientes, control
IEC 61334	Automatización de la distribución mediante sistemas de distribución de portadores de línea	Telecontrol; Tele medición; Control y Sistemas de adquisición de datos (SCADA)
IEC 62056	Intercambio de datos para la lectura del medidor, de tarificación y control de carga	Distribución, Cliente, Control
IEC 62443	Redes de comunicación industrial: la seguridad de la red y el sistema	Medición, control, automatización
IEC 62541	Especificación de la arquitectura unificada OPC.	Generación, Transmisión,



		distribución, cliente, control
IEEE 1547	Norma para la interconexión de los recursos distribuidos a los Sistemas de Energía Eléctrica.	Trasmisión, distribución, cliente, control
IEEE 1675	Estándar para Banda Ancha sobre Línea Eléctrica. (hardware)	Trasmisión, cliente, control, mercado
IEEE 802	Estándar para redes de área local y urbana (IEEE 802.16-IEEE 802.1AB-IEEE802.20-802.3an)	Trasmisión, distribución, cliente, control, mercado
IEEE P1901	Estándar para la utilización de banda ancha por la línea eléctrica de redes: control de acceso medio y especificaciones de la capa física.	Control
IEEE P2030	Esta norma proporciona pautas para comprender y definir la interoperabilidad de redes inteligentes del sistema de energía eléctrica con las aplicaciones de uso final y cargas. Integración de la tecnología de energía y tecnologías de información y las comunicaciones es necesaria para lograr un funcionamiento sin problemas del sistema.	Trasmisión, Distribución, Clientes, Operación y control.
IEEE 1815 (DNP3)	Subestación y la automatización de dispositivos de conexión.	Trasmisión, distribución, control
OpenADR v1.0	Open Automated Demand Response Communications Specification Version 1.0	Generación, Distribución, cliente, control, mercado, proveedor de servicios.



ANSI/CEA-852.1	Protocolo mejorado del protocolo de componentes de red a través de canales del protocolo Internet	Generación, Distribución, clientes, proveedor de servicios.
ANSI C12.22-2008/IEEE P1703/MC1222	Protocolo estándar para interconectar a las redes de comunicación de datos.	Clientes, operación
OpenHAN	Especificaciones: Redes de Área Local (HAN)	Cliente, control
ZigBee/HomePlug Smart Energy Profile	ZigBee Smart Energy perfil de aplicación	Cliente, control
HomePlug AV	Redes de distribución de contenido de entretenimiento del consumidor Equipos Electrónicos.	Cliente, control,
Internet Protocol Suite	IPv6, IPv4 y el Protocolo base en la plataforma suite de Internet.	Cliente, Control
Global Positioning System (GPS)	Sistema de Posicionamiento Global (GPS) Servicio de Posicionamiento Estándar (SPS) Especificación de señal.	Control, mercado,

## A.2 Tendencias en las tecnologías de comunicación para *Smart Grids*

Las tendencias en comunicación se encuentran divididas en tres grandes grupos que son: las comunicaciones *Wireless* (inalámbricas), envío y recepción de datos por la línea eléctrica de distribución y las tecnologías usadas para la automatización de las subestaciones de alta, media y baja tensión. Estas tres grandes ramas están entrelazadas entre sí, ya que se usan implícitamente en el proceso de transmisión y distribución y se complementan entre ellas para brindar la mejor optimización de la red [4].



### A.2.1 Tecnología *Wireless*

Las redes inalámbricas, más conocidas como *Wireless*, son un tipo de comunicaciones en donde sus datos se transmiten a través de ondas electromagnéticas llevando la señal sobre parte o toda la trayectoria de la comunicación.

Existe una gran variedad de tecnologías inalámbricas propuestas para *Smart Grids* y que se pueden observar en el modelo de comunicaciones distribuido por dominios que se muestra en la figura A.1.

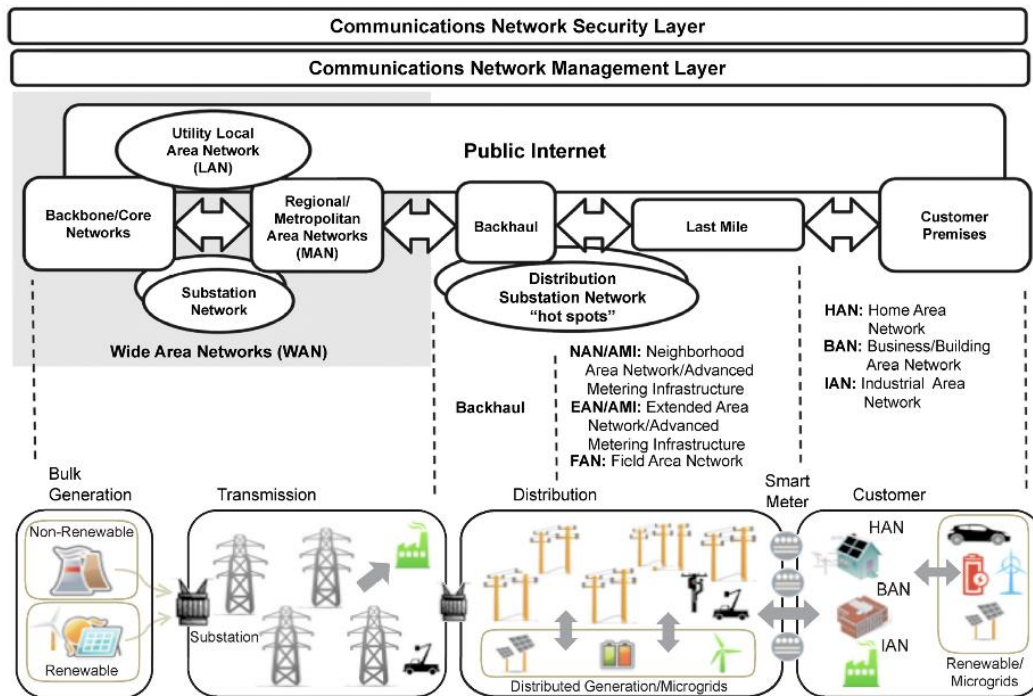


Figura A.1 Modelo de comunicaciones de extremo a extremo de Smart Grids. [5]

Las principales áreas funcionales, según este modelo son:

*Subestación WAN (SA-WAN)*: Son la columna vertebral de red de área amplia (WAN), a menudo utilizado para conectar las subestaciones principales así como otras instalaciones de la oficina de la empresa, por lo general diseñados para cumplir con los requisitos de ancho de banda y baja latencia para mayor protección de la subestación de conmutación.



*Subestación LAN - red de área local (LAN):* Se utiliza para conectar varios dispositivos (dispositivos SCADA) dentro de la subestación. Las redes LAN generalmente se basan en una jerarquía de conmutación Ethernet, con un conjunto de dispositivos de comunicación en una configuración local.

*Automatización de la Distribución WAN (DA-WAN):* La infraestructura de apoyo de comunicaciones para la automatización de los sistemas de distribución, por lo general es algún tipo de sistema SCADA.

*AMI WAN (AMI-WAN) - WAN:* Utilizado para transportar el tráfico de vuelta de los nodos de concentración diferentes AMI, al centro de control de la empresa.

*Entorno de red de área de AMI (NAN):* Redes de conexión de cada medidor inteligente con el nodo concentrador de asociados.

*Red de conexión del hogar (HAN):* conexión del cliente con los diferentes dispositivos inteligentes para el auto control del consumo de energía eléctrica.

*Redes de Área de campo (FAN):* Esta red está respaldada principalmente por el despliegue de una infraestructura avanzada de medición. Incluidos en un FAN están la automatización y el control de la distribución (CAD) de dispositivos.

Entre las principales tecnologías inalámbricas utilizadas para la interconexión de los diferentes dominios y subsistemas que conforma la arquitectura propuesta para las redes inteligentes se tienen [6]:

### **IEEE 802.11 (Redes LAN)**

Proporciona robustez, alta velocidad en su comunicación punto a punto y punto a multipunto. Este estándar propone la conexión para redes inalámbricas de área local (LAN) que abarca tres tecnologías no interoperables: *Frequency Hopping Spread Spectrum (FHSS)*, *Direct Sequence Spread Spectrum (DSSS)*, y de infrarrojos (IR) con una velocidad de envío de datos entre 1 y 2 Mbps [7].





Las conexiones *LAN* inalámbrica pueden ser consideradas para diversas aplicaciones de redes inteligentes, como la automatización de subestaciones de distribución, protección y control de los recursos energéticos distribuidos, especialmente en las subestaciones en donde los requerimientos de velocidad de datos y las interferencias de radio son comparativamente menores.

### **WIMAX**

La tecnología de acceso por microondas (*WIMAX*) hace parte del estándar *IEEE 802.16 (WLAN)*. El principal objetivo de *WIMAX* es lograr la interoperabilidad en todo el mundo, para el acceso a la comunicación por microondas. Se estableció su rango de frecuencias de operación entre 10 y 66GHz. Ofrece velocidad de datos de hasta 70Mbps y la distancia hasta 48km. Sin embargo, la distancia y velocidad de la red son inversamente proporcionales entre sí.

### **GPRS**

La tecnología *GPRS* opera en el rango de espectro de 824-894MHz/1900MHz. Tiene una tasa de transmisión de datos de 60240 kbps, y depende de la disponibilidad del servicio. Esta topología de la red celular se compone de células, que están formados por muchos transmisores inalámbricos de baja potencia. Con el movimiento de los dispositivos móviles, la transmisión de datos también se intercambian entre una célula a otra, lo que facilita el flujo de datos de forma no interrumpida. Puede también recibe datos de la interfaz serial o *Ethernet* y transmitir datos en una segunda interfaz en la red celular.

### **Zigbee [7]**

*ZigBee* es desarrollada por la Alianza *ZigBee* basado en un estándar global abierto. Proporciona compatibilidades con el estándar *IEEE 802.15.4*. Opera en el rango de frecuencias sin licencia de 868MHz, 915MHz y 2,4 GHz con la técnica de modulación *DSSS*. Ofrece una velocidad de 20 a 250 Kbps, con una cobertura de 10-100m. *ZigBee* soporta topologías tipo estrella, árbol y malla y utiliza cifrado de 128 bits para su seguridad. Es ampliamente utilizado para la automatización de edificios, sistemas de seguridad, control remoto y la lectura remota e interacción con los medidores.



## A.2.2 Tecnología De Transmisión De Datos Por La Línea Eléctrica

### **PLC – BPL [8]**

La Banda Ancha sobre línea de energía (*Broadband over Power Lines*) representa el uso de tecnologías *PLC* que proporcionan acceso de banda ancha a través de líneas de energía ordinarias. La comunicación se establece utilizando como medio de transmisión la infraestructura de energía eléctrica tanto en baja como en media tensión, prestando servicios de voz, video y datos.

Las tecnologías más usadas para el envío de información por la línea eléctrica son: PLC y el actual BPL. Las diferencias entre estas dos tecnologías se basan principalmente en el rango de frecuencia de trabajo (PLC entre 8KHz y 520KHz y BPL entre 1.6MHz y 35MHz), de igual forma su velocidad de transmisión tiene un gran abismo, mientras PLC solo trabaja con máximo 4 Mbps, BPL puede trabajar con velocidades entre 145 Mbps a 500 Mbps.

### **Referencias Bibliográficas**

- [1] IEEE, "P2030/D5-2011IEEE Draft Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation With the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads ", IEEE Standardization, Febrero de 2011.
- [2] EU Commission Task Force for Smart Grids, EU Commission, "ANNEX C: Some Relevant Standards", Suiza, 2010.
- [3] (SG3), SMB Smart Grid Strategic Group, "IEC Smart Grid Standardization Roadmap", 2010.
- [4] National Energy Technology Laboratory, "A COMPENDIUM OF MODERN GRID TECHNOLOGIES", U.S. Department of Energy, NETL Modern Grid Initiative, Estados Unidos, 2007.
- [5] IEEE, "P2030/D5-2011IEEE Draft Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation With the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads ", IEEE Standardization, Febrero de 2011.
- [6] Palak P. Parikh, Mitalkumar. G. Kanabar, and Tarlochan S. Sidhu, "Opportunities and Challenges of Wireless Communication Technologies for Smart Grid Applications", Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, Julio de 2010.
- [7] Peizhong Yi, Abiodun Iwayemi, and Chi Zhou, "Developing ZigBee Deployment Guideline Under WiFi Interference for Smart Grid Applications", IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, vol. 2, no. 1, Marzo de 2011.
- [8] MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA. CENTRO DE PUBLICACIONES, "Comunicaciones por línea eléctrica (PLC)", Madrid, España, 2007



## **ANEXO B: DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE FORMULACIÓN DE UN PLAN**

Como objetivo general del presente trabajo, se propone un plan mediante el cual se aborde futuras soluciones para la integración del actual sistema de distribución de energía eléctrica con *Smart Grids*, considerando las ventajas que éstas tecnologías brindan a las empresas prestadoras de éste servicio e inclusive al usuario final. Por lo que durante el presente capítulo se abordará de forma generalizada las diferentes etapas de planeación requeridas para llegar a la solución deseada dentro de una organización.

### **ETAPAS DEL PROCESO DE PLANEACIÓN [1]:**

El proceso de formulación de un plan se encuentra comprendido por las siguientes etapas o fases, en las cuales deben participar todos los niveles de la estructura organizacional:

Descripción de la filosofía, políticas y objetivos de la organización.

Elaboración del diagnóstico interno y externo.

Definición de los supuestos, premisas o previsiones en las cuales se fundamenta el plan.

Formulación de estrategias y ajuste de la estructura de la organización.

Programación de sistemas, actividades, recursos, presupuesto y procedimientos.

Sistema de evaluación de resultados.

La figura B1, presenta el proceso de planeación en sus seis fases, las cuales son descritas a continuación.

### **B1. FILOSOFÍA, POLÍTICAS Y OBJETIVOS DE LA ORGANIZACIÓN**

La formulación de la Filosofía, la política y los objetivos de la organización constituye la primera fase del proceso de planeación. Se define en el más alto



nivel jerárquico de la institución y expresa el pensamiento que orienta la acción del grupo que la dirige.

La filosofía de una organización establece cuales son las ideas, los principios, criterios, los valores sociales y forma de pensar que orienta la acción de la misma a corto y largo plazo, de acuerdo con el entorno social, político y económico en el cual actuará.

La filosofía debe responder las siguientes preguntas: cuál es la responsabilidad social y económica de la organización, cuales son los principios que la organización está dispuesta a defender y cuáles son sus alternativas prioritarias de acción a largo plazo.



**Figura B1. Fases del Proceso de Planeación. [1]**

Las políticas de la organización consisten en pautas o guías para la acción de la organización en todos sus niveles jerárquicos, son parámetros fundamentales para la toma de decisiones de la empresa. Estos objetivos son los resultados que la entidad espera lograr a corto y largo plazo.



## **B2. ELABORACIÓN DEL DIAGNÓSTICO INTERNO Y EXTERNO**

Como segunda etapa del proceso de planificación, se realiza el diagnóstico que contempla las variables internas de la organización y las externas a la misma.

Este diagnóstico consiste en recoger y evaluar la información acerca del comportamiento histórico y actual de las variables externas o exógenas, que no controla directamente la organización pero que la afectan por pertenecer a su entorno. En proporción con la forma como puedan afectar los resultados, se seleccionan las variables externas que en general son de carácter gubernamental (políticas y leyes vigentes), económico (comportamiento de la moneda, nivel de empleo, producción del sector, PNB, entre otras), social (Tamaño y características de la población objetivo, estabilidad política, nivel educativo, entre otras), tecnológico y ecológico.

Dentro del diagnóstico a realizar dentro de la empresa prestadora del servicio de energía se tendrá en cuenta variables referentes a las regulaciones de carácter nacional y regional respecto a la prestación del servicio, el campo de acción y la tecnología con que cuenta la empresa en la actualidad.

## **B3. DEFINICIÓN DE SUPUESTOS DEL PLAN**

Una vez identificado mediante el diagnóstico el comportamiento de las variables internas y externas a la organización; la siguiente etapa del proceso de planificación consiste en definir o estimar cuáles serán los parámetros o posibilidades y limitaciones de actuación futura mediante la formulación de supuestos, premisas, pronósticos o tendencias previstas en el comportamiento futuro de las variables externas e internas de los resultados, por lo cual los supuestos son de carácter interno y externo.

Con el fin de lograr el objetivo del proyecto, se requiere que la empresa realice estudios previos para establecer alcances y limitaciones para dicha implementación. Al tratarse de un proyecto en el que se pretende hacer uso de herramientas tecnológicas cuya curva de madurez se encuentra en etapas iniciales, se hace vital que la empresa implemente inicialmente proyectos piloto en los cuales se adquiera la experiencia y la destreza para afrontar el proceso a nivel macro.



#### **B4. FORMULACIÓN DE ESTRATEGIAS Y AJUSTE DE ESTRUCTURA**

Esta etapa consiste en la toma de decisiones en función de la tendencia en el comportamiento a largo plazo de las variables externas y de los ajustes o cambios de estructura que deben realizarse para alcanzar resultados eficaces. Esto implica:

Un análisis de los resultados actuales de las variables internas y externas de la organización a partir del diagnóstico.

La proyección a largo plazo del comportamiento de las variables externas o del entorno con el propósito de establecer las condiciones en que le corresponderá actuar a la organización dentro de más de cuatro (4) años.

La identificación de los objetivos de largo plazo en orden de prioridades mediante selección de diferentes alternativas para lograr resultados acordes con los requerimientos de las condiciones o variables externas en el largo plazo.

La formulación de un programa de ajustes de la estructura, sistemas y procedimientos en el corto y largo plazo, en forma tal que si no se ejecutan estos cambios no se podrán lograr los objetivos estratégicos. Es decir, la formulación de la estrategia origina cambios en la estructura formal o sea en las relaciones de autoridad formal, en las actividades, en los sistemas, procedimientos y en las normas.

#### **B5. PROGRAMACIÓN DE SISTEMAS, ACTIVIDADES, RECURSOS, PRESUPUESTOS Y PROCEDIMIENTOS**

Una vez formulada la estrategia y definido el ajuste correspondiente en la estructura de la organización se realiza la fase de programación de los sistemas, actividades, recursos, presupuesto y procedimientos; que precisa en forma detallada el plan de la organización. Mediante la programación se formula y precisa actividades futuras que ejecutará secuencialmente cada sistema que compone la organización, determinando los responsables, el tiempo, cantidad de recursos y costos estimados.

En la fase de programación del proceso de planificación se aplican diferentes técnicas tales como la programación por objetivos, la elaboración del presupuesto, el cronograma de operación, los árboles de decisión, técnicas



particulares de cada sistema de la estructura organizacional y técnicas de carácter cuantitativo.

## **B6. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE RESULTADOS**

Finalmente, dentro del proceso de planificación se establece los mecanismos para ejercer control o realizar evaluación de los resultados de cada sistema de la organización, ello contempla cinco pasos básicos:

Identificar las metas o estándares de programación. En este paso se precisan las metas y los estándares de calidad, tiempo, costos y características de calidad en la programación de cada sistema.

Establecer los resultados de los procedimientos de la información procesada.

Establecer los resultados a través de indicadores de medición.

Comparar los indicadores de resultado con relación a los estándares o normas para identificar el nivel de eficiencia en relación a la cantidad y costos y la eficiencia tomando como referencia la calidad y los objetivos estratégicos.

Definición de mecanismos para la corrección de desviaciones con respecto al plan en el caso de que se presenten.

Se hace necesario enmarcar que el alcance del plan propuesto en el capítulo tres (3) del presente trabajo de grado se encuentra delimitado debido a la naturaleza académica del proyecto y la información proporcionada por empresa caso de estudio, por lo que a lo largo del documento se brinda las bases para lograr la planeación de la integración de redes eléctricas convencionales con *Smart Grid* dentro de las cuatro primeras fases del proceso. Las dos fases restantes del proceso de planeación no son abordadas debido a las condiciones de acceso limitado a la información de la organización caso de estudio y su ejecución implica información a abordar en futuros trabajos de implementación de estas tecnologías.

### **Referencias Bibliográficas**

[1] García R., Martínez G. "Técnicas de Planeación". Bogotá, 1987.