



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MAPA DE RUTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SMART GRID EN LA DIVISIÓN DE
DISTRIBUCIÓN VALLE DE MÉXICO CENTRO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. HÉCTOR RAÚL AGUILAR VALENZUELA

TUTOR PRINCIPAL
DR. CÉSAR ANGELES CAMACHO

MÉXICO, D. F. SEPTIEMBRE 2015

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Paul Rolando Maya Ortiz
Secretario: Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Vocal: Dr. César Angeles Camacho
1^{er.} Suplente: Dr. Gonzalo Sandoval Rodríguez
2^{do.} Suplente: Dr. Héctor García Viveros

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Instituto de Ingeniería, UNAM

TUTOR DE TESIS:

Dr. César Angeles Camacho

FIRMA



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedicatorias

A mis padres Bertha Alicia y Héctor Raúl, por ser las personas que me sacaron adelante y siempre han estado en los momentos importantes de mi vida.

A mi Esposa Maddi, por todo su apoyo y respaldo para seguir adelante con los estudios de maestría, dándome palabras de aliento y adaptándose a los horarios de clases en fines de semana.

A mi hija Elisa, quien es mi mayor motivación para seguir adelante y ser un buen ejemplo.

A mis hermanas Marbella y Gabriela, quienes siempre están cuando más las necesito.

Agradecimientos

A Dios, por todas sus bendiciones.

A la Comisión Federal de Electricidad, por su apoyo para realizar mis estudios de maestría.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por abrir sus puertas y darme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado.

Al Ing. Héctor Hernández, por todos sus consejos tanto en lo profesional como en lo personal y quien literalmente me separó de una maestría en liderazgo para colocarme en la maestría en ingeniería eléctrica.

Al Ing. Marcelino Torres, por todo su apoyo en la culminación de mis estudios de maestría, su confianza puesta en mí y todas sus enseñanzas.

A mi tutor Dr. César Angeles y los miembros del jurado: Dr. Paúl Maya, Claudio Fuerte, Gonzalo Sandoval y Héctor García, por el tiempo brindado en su revisión y comentarios, que enriquecieron el presente trabajo de tesis.

A mis amigos y compañeros de maestría: Nabucodonosor, Aaron, Elía, Erick, Gerardo con quienes compartí mi estancia en el posgrado.

Resumen

Las publicaciones alrededor del mundo, ya sea en revistas técnicas, libros y reportes técnicos, así como en presentaciones en congresos que tratan el tema del *smart grid* (redes inteligentes) y su aplicación en los sistemas eléctricos de potencia cada vez son más. Sin embargo, la gran mayoría de ellas se enfocan en los conceptos y definiciones; y mencionan los beneficios que estas nuevas tecnologías pueden otorgar, tanto a los consumidores de energía eléctrica como al medio ambiente y a las empresas del sector eléctrico.

También, se pueden encontrar diversas publicaciones de casos de éxito en la implementación de proyectos sobre *smart grid* utilizando aplicaciones por separado o el conjunto de dos o tres proyectos operando entre sí, pero al día de hoy ninguna empresa eléctrica puede jactarse de tener una red eléctrica inteligente implementada en su totalidad al 100 %. Por otro lado, las empresas no necesitan instalar todas las aplicaciones de una red eléctrica inteligente, pues las necesidades de cada una son diferentes, estas dependen de diversos factores como lo son el clima, la cantidad y tipo de usuarios, la practica de robo de energía, cantidad de generación distribuida en sus instalaciones, entre muchos otros.

Existen aplicaciones de red eléctrica inteligente que no pueden funcionar en su totalidad sin la instalación previa de otras de ellas, de las cuales necesitan información, es por esto la importancia del orden cronológico de la implementación de cada uno de los proyectos de *smart grid*, teniendo una visión global del sistema deseado y atacando primero las principales áreas de oportunidad de la empresa, alineándose a sus objetivos estratégicos.

Mucho se ha hablado del qué, pero muy poco del cómo y puesto que la solución no es una misma para todos, cada quien debe elaborar la solución que más le convenga y se adapte a sus necesidades.

Para la planeación, construcción y operación del *smart grid*, existen documentos los cuales describen mapas de rutas para redes inteligentes, pero están hechos de manera general y como se mencionó la planeación de estos proyectos debe ser un traje a la medida, el cual cubra las necesidades particulares de cada región, empresa o institución, en este caso una división de distribución eléctrica.

En este trabajo se muestra el mapa de ruta para la implementación del *smart grid* en la División de Distribución Valle México Centro (DVMC) de la CFE. Se describe qué es una red eléctrica inteligente, detallando el abanico de sistemas o aplicaciones que pueden implementarse, posteriormente se muestra un panorama general del nivel de madurez de red eléctrica inteligente implementado hasta el momento en la DVMC, una vez que se tiene el panorama general se describe el mapa de ruta propuesto para esta división.

Abstract

Publications around the world, whether in technical journals, technical reports, books, as well as conference presentations that address the subject of SMART GRID, and its application on electric power systems are growing, but, the vast majority of them focus on the concepts and definitions, they also mention the benefits that these new technologies can provide both electricity consumers, the environment and companies in the electricity sector.

On the other hand, there can be found several publications of success stories about implementation of SMART GRID projects, using one of the applications separately or jointly two or three projects operating with each other, but to date, due to the complexity and the large number of existing applications, no electrical company can claim to have a smart grid fully implemented to 100%, also companies do not need to install all the applications of a smart grid, as the needs of each are different, they depend on various factors such as climate, the amount and type of users, the culture of power theft, the amount of generation distributed in its facilities, among many others.

There are smart grid applications that may not fully work without the prior installation of other smart grid applications that supply information needed, this is the importance of the chronological order of the implementation of each of the SMART GRID projects, having a global vision of the desired system, first attacking the main areas of business opportunity and aligning it to their strategic objectives.

A lot has been said about what, but very little of how, since the solution is not the same for everyone, everyone should develop the solution that suits and meets their needs.

There are documents which describe roadmap for smart grids but they are made in a general way, as mentioned before the planning of these projects should be a tailored, which should meet the particular needs of each region, in this case the division of Distribution.

The present thesis shows the roadmap for the implementation of a smart grid on the Division of Distribution Valle Mexico Centro (DVMC), for which it is described what it is a smart grid, detailing the range of systems or applications that can be implemented, then an overview of the level of maturity of smart grid implemented so far in the DVMC is shown, once you have the big picture, the roadmap proposed for this division is described on the final chapter.

Índice General

Resumen	i
Abstract	ii
Índice General	iii
Índice de Figuras	vi
Índice de Tablas	viii
Abreviaturas	ix

Capítulo 1

Introducción	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Estado del Arte.....	1
1.3 Objetivo.....	2
1.4 Justificación.....	2
1.5 Estructura de la Tesis.....	2
1.6 Motivación.....	3

Capítulo 2

Red Eléctrica Inteligente y sus Componentes	4
2.1 Definiciones.....	4
2.2 Arquitectura.....	5
2.2.1 Generación Centralizada.....	5
2.2.2 Transmisión.....	6
2.2.3 Distribución.....	7
2.2.4 Cliente.....	8
2.2.5 Operación.....	9
2.2.6 Mercados.....	10
2.2.7 Proveedor de Servicios.....	11
2.3 Seguridad Cibernética.....	12
2.4 Motivadores de las Redes Eléctricas Inteligentes.....	13
2.4.1 Beneficios.....	14
2.5 Principales Sistemas de una Red Inteligente.....	15
2.5.1 Sistema de Información Geográfica.....	15
2.5.2 Control Supervisorío y Adquisición de Datos”.....	16

2.5.3	Sistema para la Administración de la Distribución.....	16
2.5.4	Sistema para la Administración de Energía.....	17
2.5.5	Infraestructura de Medición Avanzada.....	18
2.5.6	Administrador de Datos de Medición.....	19
2.5.7	Modelo de Información Común.....	19
2.5.8	Administración de la Fuerza de Trabajo.....	21
2.5.9	Sistema de Administración de Salidas.....	21
2.5.10	Automatización de la Distribución.....	22
2.6	Principales Beneficios de una Red Inteligente.....	22

Capítulo 3

Inventario División de Distribución Valle de México Centro.....	24
3.1 Divisiones de Distribución en Comisión Federal de Electricidad.....	24
3.2 División de Distribución Valle de México Centro.....	25
3.3 Objetivos Estratégicos DVMC.....	27
3.3.1 Reducción del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).....	29
3.3.2 Reducción de las Pérdidas de Energía.....	30
3.4 Proyectos Implementados en la DVMC.....	31

Capítulo 4

Propuesta de Implementación de la Red Eléctrica Inteligente en la División Valle de México Centro.....	45
4.1 Visión de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC.....	45
4.2 Perspectivas y Objetivos de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC.....	45
4.3 Arquitectura Propuesta para la Implementación de la REI.....	47
4.4 Mapa de Ruta para la Implementación de la REI en la DVMC.....	50
4.4.1 Actividades a Corto Plazo.....	51
4.4.1.1 Administración de la Red Eléctrica Inteligente.....	51
4.4.1.2 Rápida Identificación de las Fallas.....	51
4.4.1.3 Automatización de la Red Eléctrica de Distribución.....	54
4.4.1.4 Control y Operación de la Red Eléctrica Avanzados.....	57
4.4.1.5 Medición Inteligente.....	58
4.4.1.6 Necesidad de un MDM.....	58
4.4.1.7 Integración de Sistemas al BUS CIM.....	59
4.4.2 Actividades a Mediano Plazo.....	60
4.4.2.1 Integración Inteligente de la Generación.....	60
4.4.2.2 Balancear la Potencia de la Red con una Gran Cantidad de Fuentes Renovables.....	61
4.4.2.3 Integración de Vehículos Eléctricos y Sistemas de Calefacción y Refrigeración.....	62

4.4.2.4	Soluciones de Almacenamiento de Energía Inteligente.....	63
4.3	Actividades a Largo Plazo.....	64
4.4.3.1	Mercados y Clientes Inteligentes.....	64
4.4.3.2	OMS Sistema Administrador de Salidas.....	64
4.4.3.3	WFM Administración de la Fuerza de Trabajo.....	65

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajos Futuros.....	66
5.1 Conclusiones Generales.....	66
5.2 Trabajos Futuros.....	67
Referencias.....	69

Índice de Figuras

Figura 2.1	Arquitectura de una red eléctrica inteligente propuesta por el NIST.....	5
Figura 2.2	Dominio de la generación centralizada.....	6
Figura 2.3	Dominio de transmisión.....	7
Figura 2.4	Dominio de distribución.....	8
Figura 2.5	Dominio del cliente.....	9
Figura 2.6	Dominio de operación.....	10
Figura 2.7	Dominio de mercados.....	11
Figura 2.8	Dominio de proveedor de servicios.....	12
Figura 2.9	Diagrama típico del EMS.....	17
Figura 2.10	Topología sistema AMI.....	18
Figura 2.11	Topología sistema MDM integrando tres diferentes sistemas AMI.....	19
Figura 2.12	Topología sistema MDM integrando sistemas AMI y conectado al BUS CIM.....	20
Figura 2.13	Diagrama de conexiones de sistemas sin BUS CIM.....	20
Figura 2.14	Diagrama de conexiones de sistemas con BUS CIM.....	24
Figura 3.1	Republica Mexicana con las 16 divisiones de distribución.....	24
Figura 3.2	Fronteras operativas.....	25
Figura 3.3	División de distribución valle de México centro.....	26
Figura 3.4	Tiempo de interrupción por usuario DVMC.....	30
Figura 3.5	Diversos tipos de restauradores.....	32
Figura 3.6	Unidad Central Maestra instalada en la DVMC.....	33
Figura 3.7	Topología sistema AMI instalado en la DVMC.....	35
Figura 3.8	Equipo primario de seccionador subterráneo de 4 vías operando en la DVMC.....	36
Figura 3.9	Gabinete de control de seccionador subterráneo de 4 vías operando en la DVMC.....	36
Figura 3.10	Topología sistema de comunicaciones de la DVMC.....	38
Figura 3.11	Circuitos de media tensión mostrados en SIGED.....	39
Figura 3.12	Topología general del SIMOCE.....	41
Figura 3.13	Reportes entregados por SIMOCE.....	41
Figura 3.14	Arquitectura del simulador del sistema eléctrico de distribución (SIMSED).....	43
Figura 3.15	Pantalla principal SIAD.....	44
Figura 4.1	Etapas estratégicas para la implementación de la REI.....	46
Figura 4.2	Topología actual entre sistemas informáticos de la DVMC.....	48
Figura 4.3	Topología propuesta para los sistemas informáticos de la DVMC.....	48
Figura 4.4	Arquitectura propuesta para la red eléctrica inteligente en la DVMC.....	49

Figura 4.5	Periodos de tiempo considerados en el mapa de ruta.....	50
Figura 4.6	Objetivos en el corto, mediano y largo plazo.....	51
Figura 4.7	Configuración típica actual de un circuito de media tensión en la DVMC.....	52
Figura 4.8	Propuesta de colocar indicadores de falla entre cada restaurador.....	53
Figura 4.9	Propuesta de monitorear transformadores de distribución.....	54
Figura 4.10	Falla entre el restaurador R-5 y R-6.....	55
Figura 4.11	El restaurador R-5 abre y se bloquea.....	55
Figura 4.12	Circuito seccionado dejando la mínima cantidad de usuarios afectados.....	56
Figura 4.13	Sistemas prioritarios que deben ser conectados al BUS CIM.....	59
Figura 4.14	Ejemplo de diagrama de interconexión de un cogenerador a la red eléctrica de CFE.....	60
Figura 4.15	Topología típica de dos circuito de media tensión con cargas desbalanceadas.....	61
Figura 4.16	Circuitos de media tensión reconfigurados en base a condiciones de la red.....	62

Índice de Tablas

Tabla 3.1	Divisiones de distribución del valle de México.....	27
Tabla 4.1	Perspectivas para las Redes eléctricas inteligentes de la CFE.....	46

Abreviaturas

AMI	Del inglés Advanced Meter Infrastructure (Infraestructura Avanzada de Medición)
AMR	Del inglés Automatic Meter Reading (Lectura de Medición Automática)
BESS	Battery Energy Storage Systems
CCD	Centro de Control de Distribución
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CIM	Del inglés Common Intercommunication Module (Módulo de Intercomunicación Común)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
DMS	Del inglés Distribution Management System (Sistema para la Administración de Distribución).
DVMC	División Valle de México Centro
EMS	Energy Management System
EPROSEC	Equipo de Protección y Seccionamiento.
GIS	Del inglés Geographic Information System (Sistema de Información Geográfica)
GPS	Del inglés Global Positioning System (Sistema de Posicionamiento Global)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IVR	Del inglés Interactive Voice Response
KEPCO	Korean Electric Power Corporation
MDM	Del inglés Meter Data Management (Administración de Datos de Medición)
NEPLAN	Software comercial para calcular flujos de potencia
NIST	National Institute of Standards and Technology
OMS	Del inglés Outage Management System (Sistema para la Administración de Interrupciones).
REI	Red Eléctrica Inteligente.
SCADA	Del inglés Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
SEDI	Sistema Eléctrico de Distribución Inteligente
SIAD	Sistema Integral de Administración de Distribución
SICOM	Sistema Comercial
SICOSS	Sistema de Control de Solicitudes y Servicios
SIGED	Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución
SIMOCE	Sistema del Monitoreo de la Calidad de la Energía
SIMSED	Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución
SOA	Del inglés Service Oriented Architecture
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
UCM	Unidad Central Maestra
UML	Unified Modeling Language.
UTR	Unidad Terminal Remota
WFM	Del inglés Workforce Management (Administración de la Fuerza de Trabajo)

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes

Desde los primeros años de este milenio se empezó a escuchar el término de red eléctrica inteligente, poco a poco fueron más las instituciones que fueron adaptando este término y definiendo las ideas y visiones para este nuevo concepto de redes eléctricas.

Con el paso del tiempo el término *smart grid* o red inteligente ha ido incursionando y posicionándose como uno de los temas principales en los congresos y expos eléctricas en la mayor parte del mundo. Así, cada vez es más fácil encontrar información sobre qué son estas redes y qué se espera de ellas, pero la parte del cómo implementarlas es algo de lo que poco se habla ya que es una respuesta muy particular para cada país, empresa o distintas áreas de una misma empresa.

1.2 Estado del Arte

El término *smart grid* se viene utilizando desde principios de la década de 2000, y con el paso de los años y la evolución de las tecnologías de la información y comunicaciones este tema ha ido ganando un lugar importante en el sector eléctrico. Hoy en día la mayoría de los organismos relacionados con dicho sector cuentan con mapas de ruta para la implementación de las redes inteligentes y tienen definidas sus metas a corto mediano y largo plazo, sin embargo en la División de Distribución Valle de México Centro no se cuenta con este documento, por lo tanto se corre el riesgo de seguir adquiriendo sistemas los cuales no estén diseñados pensando en una red eléctrica inteligente.

Mapa de ruta se define como: “un proceso de planeación tecnológica basada en las necesidades de la organización, para ayudar a identificar, seleccionar y desarrollar alternativas tecnológicas para satisfacer un conjunto de necesidades”.

Algunas de las instituciones que cuentan con su mapa de ruta son: Euroelectric, la agencia internacional de energía, el ministro de energía de la India, así como las principales empresas eléctricas a nivel mundial.

Los mapas de rutas para redes eléctricas inteligentes están hechos especialmente para cada empresa en otras palabras son un traje a la medida por lo que no es posible tomarlos directamente y aplicarlos en la división valle de México centro.

1.3 Objetivo

Determinar el mapa de ruta para la implementación de una red eléctrica inteligente en la División de Distribución Valle de México Centro de la Comisión Federal de Electricidad. Este mapa se basa en los objetivos estratégicos de esta división y tomando en cuenta los proyectos que ya se encuentran operando en ella. Una parte importante es establecer el orden cronológico en que se deben adquirir cada una de las diferentes aplicaciones, con el fin de obtener el mayor beneficio posible en el menor tiempo.

1.4 Justificación

Una de las principales características de las redes inteligentes es que éstas estén desarrolladas con protocolos y normas internacionales para lograr que sean compatibles entre sí. Además se requiere poder sustituir algún proyecto implementado con cierta marca por cualquier otra que cumpla con las normas sin necesidad de modificarlo. Tomando en cuenta que cada proyecto será revisado técnicamente para garantizar la interoperabilidad e intercambiabilidad, éstos se pueden implementar por separado y es ahí donde la empresa debe definir cuál proyecto es el próximo a implementarse según sus necesidades, adaptándose a las posibilidades del presupuesto.

Una mala elección al momento de diseñar un proyecto sin lugar a dudas ocasiona grandes pérdidas económicas, es por ello la importancia de conocer el panorama completo hacia donde se quiere llegar para orientar todas las nuevas aplicaciones hacia el concepto y filosofía de las redes eléctricas inteligentes.

1.5 Estructura de la Tesis

La estructura de la tesis consiste en 5 capítulos y una sección de apéndices. A continuación se describe una breve reseña de ellos.

En el capítulo 1 se da una breve introducción a las redes eléctricas inteligentes y se presenta la estructura del documento describiendo cada uno de los capítulos.

En el capítulo 2 se presentan las definiciones de una red eléctrica inteligente (REI) y se describe su arquitectura además de las principales aplicaciones. En este capítulo se muestran los motivadores de varios países para entender que es lo que mueve a cada región en busca de este tipo de redes eléctricas.

En el capítulo 3 se describe a la División Valle de México Centro indicando donde se ubica dentro de la Comisión Federal de Electricidad, se detallan los datos básicos y objetivos estratégicos de ésta, además de describir los principales proyectos implementados en ella como los son: la instalación de medidores tipo AMI,

restauradores, sistemas para monitorear la calidad de la energía, unidad central maestra entre otros.

En el capítulo 4 después de tener clara la idea de qué es una Red Eléctrica Inteligente y de conocer las características principales y proyectos en operación en la División Valle de México Centro así como sus objetivos estratégicos, en esta sección se muestra el Mapa de Ruta propuesto para llegar a tener una red eléctrica inteligente indicando el orden cronológico que se debe seguir para obtener los mejores beneficios de cada uno de los proyectos en el menor tiempo posible desde su instalación.

En el capítulo 5 se muestran las conclusiones y las áreas de oportunidad para realizar trabajos futuros.

1.6 Motivación

Actualmente en la Comisión Federal de Electricidad existen personas quienes tienen la idea que la mejor forma de implementar una red eléctrica inteligente es comprando todos los módulos en una sola exhibición, su argumento es que al realizar la compra a un solo proveedor éste será el único responsable de entregar todos los módulos interactuando entre sí y que si existe algún problema solo será necesario reclamarle a una sola persona.

En mi opinión personal lo ideal es comprar solo el módulo al que realmente se le sacará el mejor provecho desde su instalación y una vez que éste módulo se encuentre operando al 100 % adquirir otro módulo el cual utilice la información del primero y se garantice su pleno funcionamiento desde su puesta en operación.

En el caso de que se quisiera comprar todos los módulos en una sola compra, la inversión necesaria para la adquisición de estos sería muy alta, además, el tiempo de puesta en operación de cada módulo es en el rango de años, por lo cual, comprar un módulo que no se va a implementar hasta que pasen años representa tener el dinero detenido, mientras la tecnología se va haciendo obsoleta.

Capítulo 2

Red Eléctrica Inteligente y Sus Componentes

2.1 Definiciones

Hoy en día existen una gran cantidad de definiciones de red eléctrica inteligente, esto se debe a las diferentes visiones de los organismos y su campo de acción dentro de un sistema eléctrico de potencia, a continuación se muestran algunas de las definiciones de diferentes organismos.

**a) Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IEEE (por sus siglas en ingles) [1]**

“La (red inteligente) es un sistema de energía eléctrica de última generación que se caracteriza por el aumento del uso de las comunicaciones y las tecnologías de la información en la generación, distribución y consumo de la energía eléctrica.”

b) Korea Electric Power Corporation (KEPCO) [2]

“La red inteligente es una red de energía eléctrica que aprovecha lo último en tecnologías de la información para volverla inteligente capaz de proporcionar un servicio de energía eléctrica de alta calidad y maximizar la eficiencia del uso de energía[2].”

c) Ley de la Industria Eléctrica (Diario Oficial de la Federación) [3]

“Red Eléctrica que integra tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, a fin de mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.”

Analizando las definiciones se podría concluir que en general, la red eléctrica inteligente es la convergencia de los sistemas eléctricos de potencia con las tecnologías de la información y comunicaciones para contar con información de la red

en tiempo real y poder tomar decisiones en beneficio de la empresa, medio ambiente y los usuarios finales.

No es un objeto o equipo, sino una visión estratégica y tecnológica, con un conjunto de aplicaciones las cuales primordialmente buscan una red confiable, segura, económica, eficiente y sustentable, fomentando una participación activa de los clientes; permitiendo nuevas opciones de generación, nuevos productos, servicios y mercados.

2.2 Arquitectura

La arquitectura de la red eléctrica inteligente propuesta por el “Instituto Nacional de Estándares y Energía” NIST se compone en 7 diferentes dominios y es la siguiente[4]:

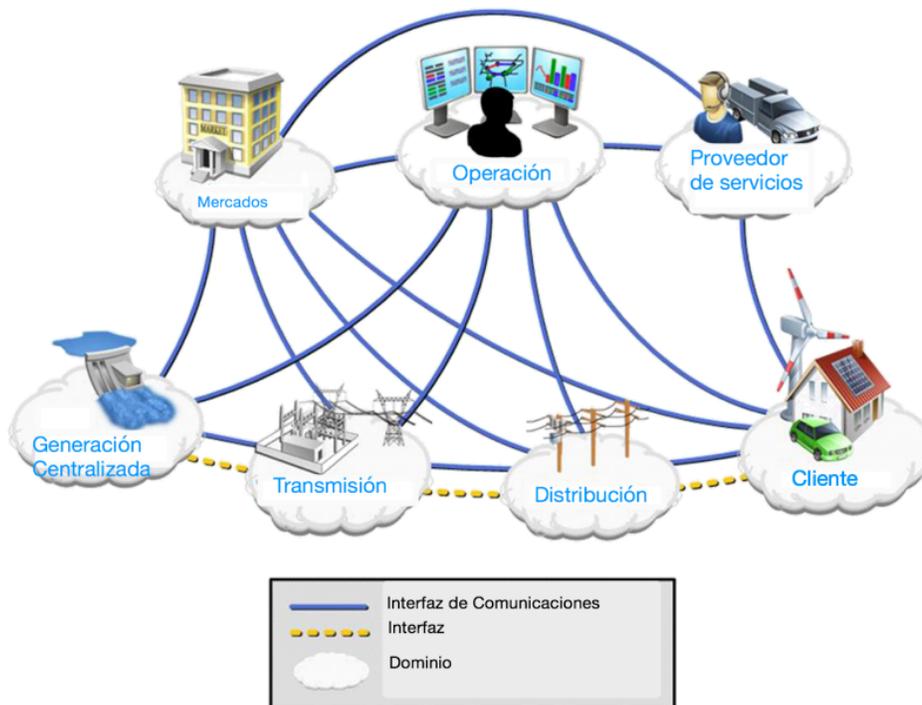


Figura 2.1 Arquitectura de una red eléctrica inteligente propuesta por el NIST. [4]

2.2.1 Generación Centralizada

Este dominio de la red inteligente genera electricidad a partir de fuentes de energía renovables y no renovables en grandes cantidades es conocido como generación centralizada (*Bulk Generation*).

Los diversos tipos de fuentes pueden ser clasificadas como: *i) fuentes variables renovables* como la solar y la eólica, *ii) fuentes renovables no variables*, como la

hidroeléctrica, biomasa, geotérmica y de almacenamiento; o bien *iii) fuentes no renovables no variables*, como la nuclear, el carbón y el gas.

La energía que se almacena para su posterior distribución también puede ser incluida en este dominio, la siguiente figura muestra cómo interactúa este dominio con el dominio de operación y mercados.

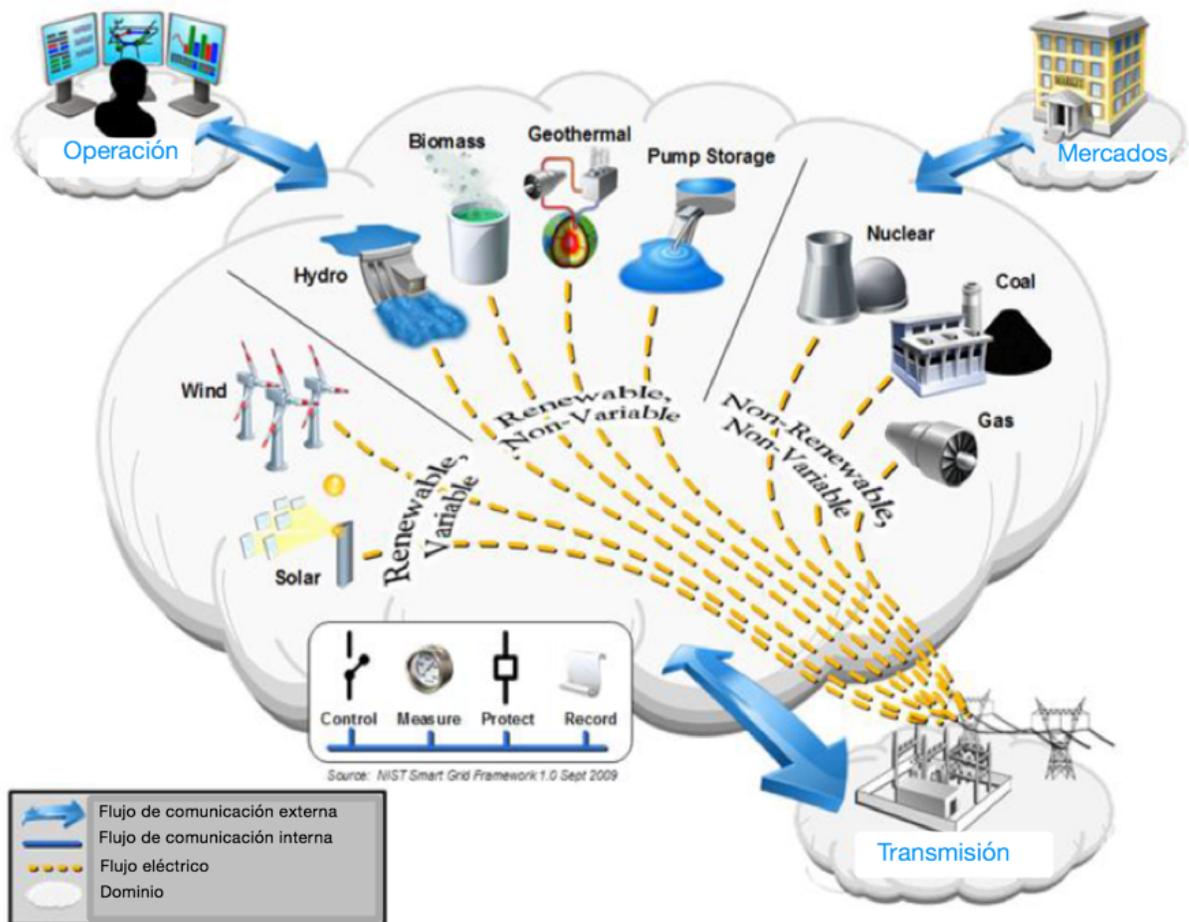


Figura 2.2 Dominio de la generación centralizada. [4]

2.2.2 Transmisión

Son las compañías de electricidad que se encargan del traslado de la energía eléctrica a grandes distancias, también pueden generar y almacenar energía, es conocido como transmisión (*Transmission*).

Estas compañías utilizan electrónica de potencia y sistemas de comunicación para mantener los parámetros eléctricos en los niveles deseados, la siguiente figura muestra la interacción de este dominio con los demás.

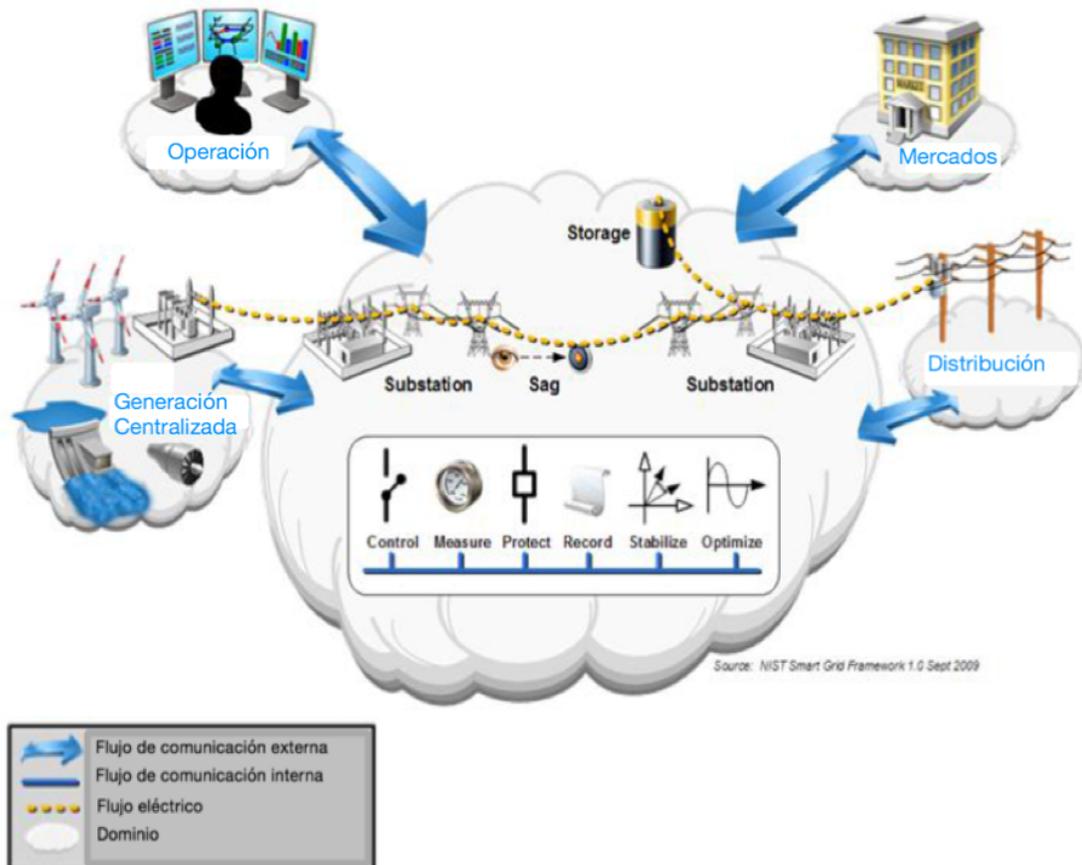


Figura 2.3 Dominio de transmisión. [4]

2.2.3 Distribución

Distribuye la electricidad hacia los clientes finales y también recibe energía de ellos, en inglés se le denomina distribución (distribution).

La red de distribución conecta los medidores inteligentes, los dispositivos de campo, la gestión y el control a través de una doble vía de comunicaciones alámbricas o inalámbricas.

También puede conectarse a las instalaciones de almacenamiento de energía y recursos energéticos distribuidos a nivel de distribución.

En la siguiente figura se muestra el dominio de distribución y sus respectivos componentes, interactuando con los dominios de operación, mercado, transmisión y cliente.

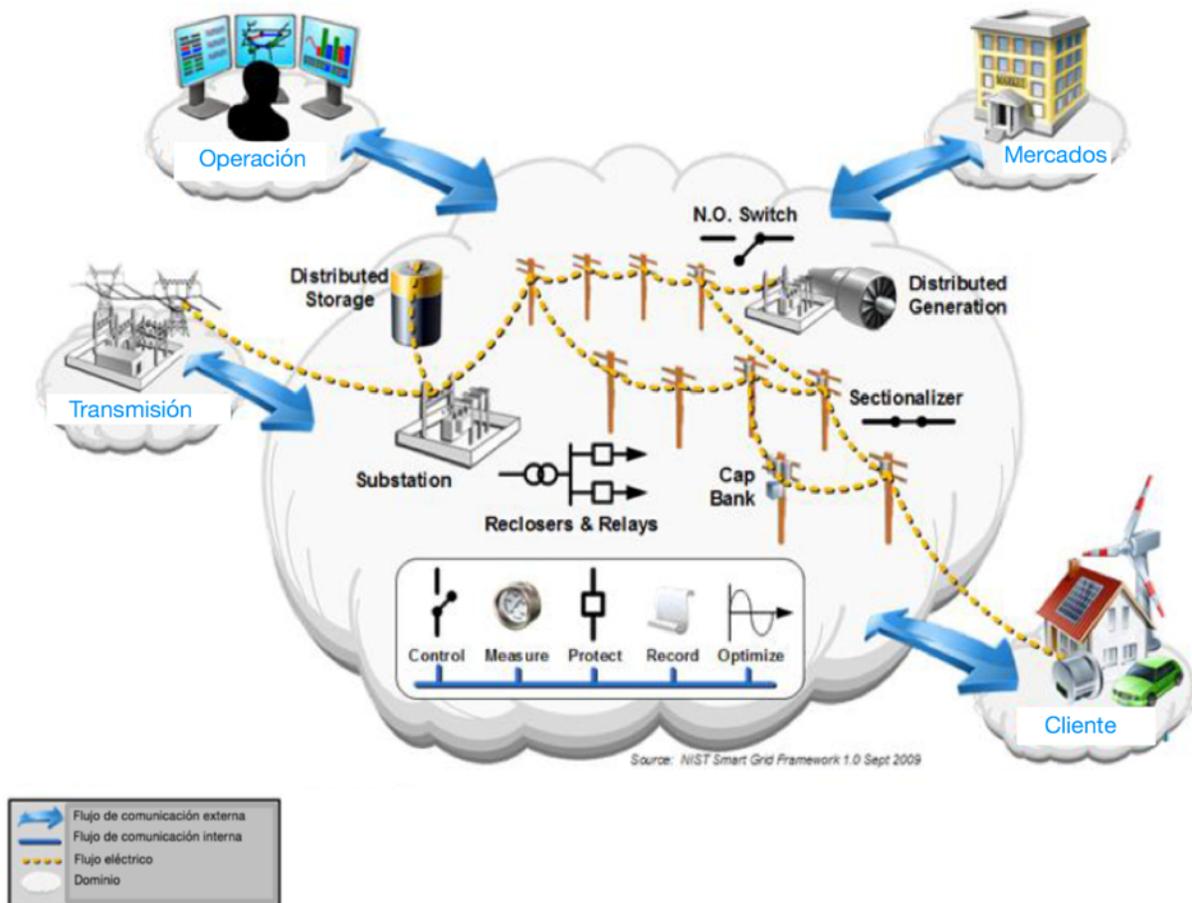


Figura 2.4 Dominio de distribución. [4]

2.2.4 Cliente

El dominio del cliente (customer) de la red inteligente, es donde los usuarios finales (domésticos, comerciales, industriales y de la construcción), se conectan a la red de distribución eléctrica a través de los medidores inteligentes.

Los medidores inteligentes, controlan y gestionan el flujo de electricidad hacia y desde los clientes, además de proporcionar información sobre el uso y precio de energía en cada momento.

Cada cliente tiene redes de comunicaciones de dos vías. El cliente también puede generar, almacenar y administrar el uso de energía.

De acuerdo al esquema del NIST este dominio convive con los siguientes dominios: proveedor de servicios, operación, distribución y mercados. Esto se muestra en la siguiente figura.

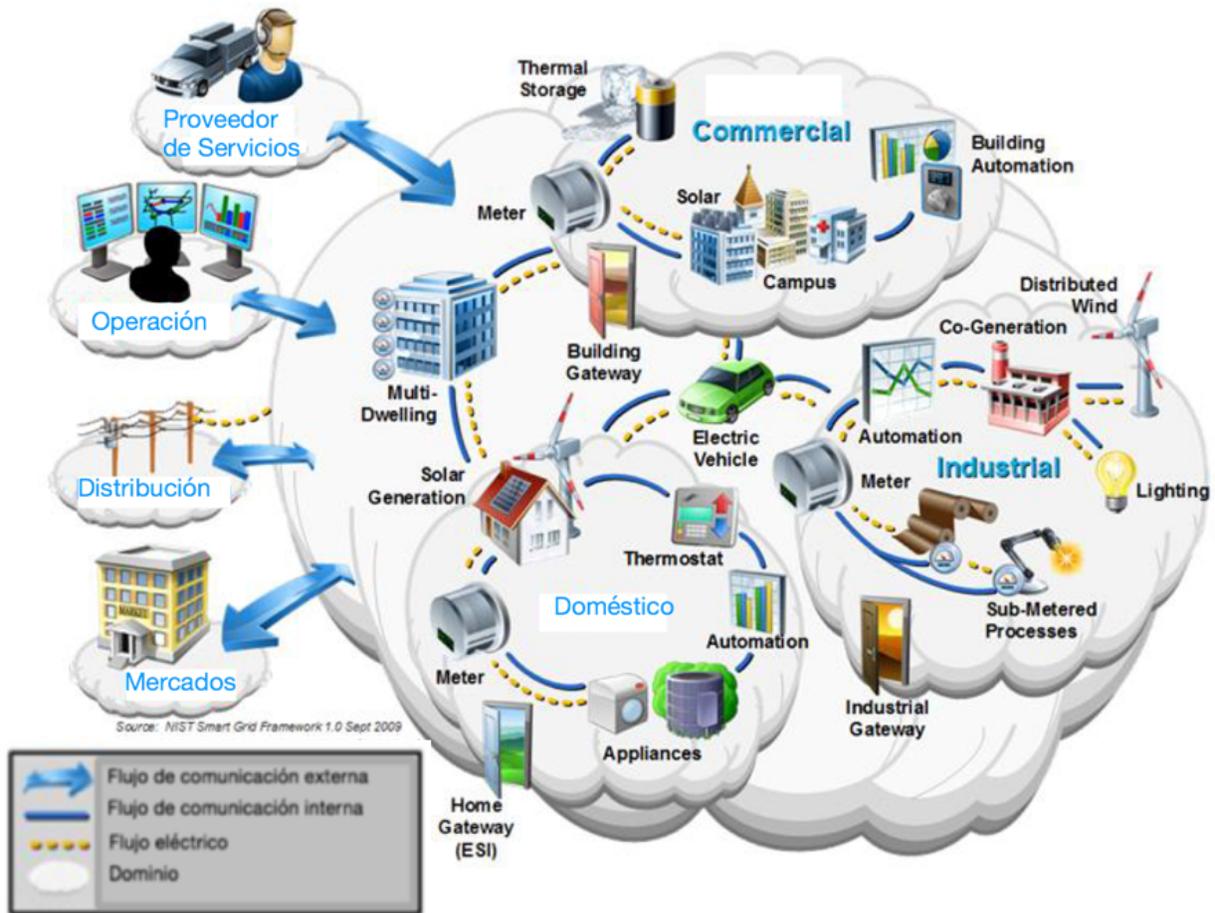


Figura 2.5 Dominio del cliente. [4]

2.2.5 Operación

Gestiona y controla el flujo de electricidad de todos los otros dominios en la red inteligente.

Utiliza una red de comunicaciones de dos vías para conectar a las subestaciones, redes locales de los clientes y otros dispositivos de campo inteligentes.

Proporciona supervisión, presentación de informes, el control y estado de la supervisión e información importante del proceso.

Reúne los datos del cliente y de la red, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones.

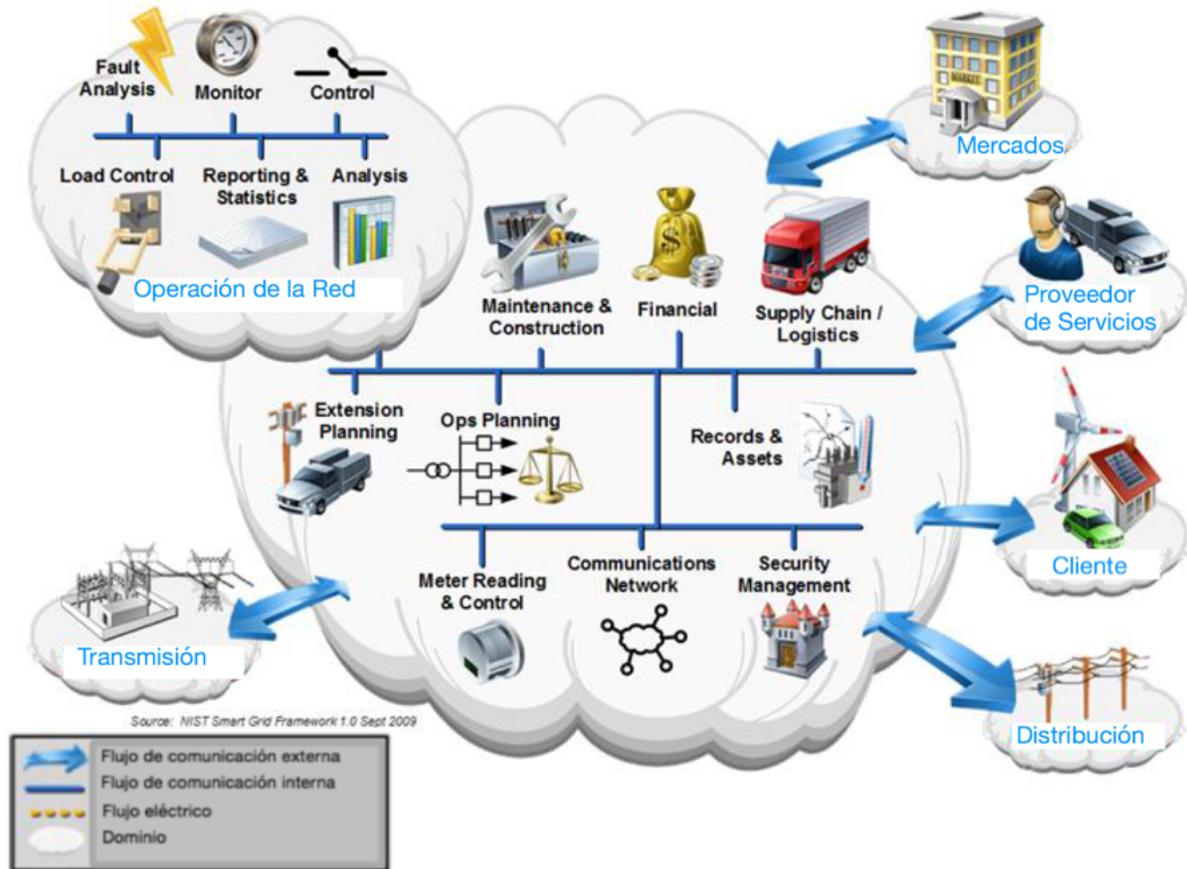


Figura 2.6 Dominio de operación. [4]

2.2.6 Mercados

Opera y coordina a todos los participantes en los mercados de electricidad dentro de la red inteligente, en ingles se le denomina *Markets*.

Proporciona la gestión de los mercados, al por mayor, venta al por menor y el comercio de servicios energéticos.

Se asegura de que los demás dominios se coordinen en un entorno de mercado competitivo.

También se encarga de las operaciones entre los diferentes dominios regulando el intercambio de energía y el intercambio de información entre cada uno de los participantes.

En la siguiente se figura se muestra el dominio de mercados interactuando con los demás dominios.

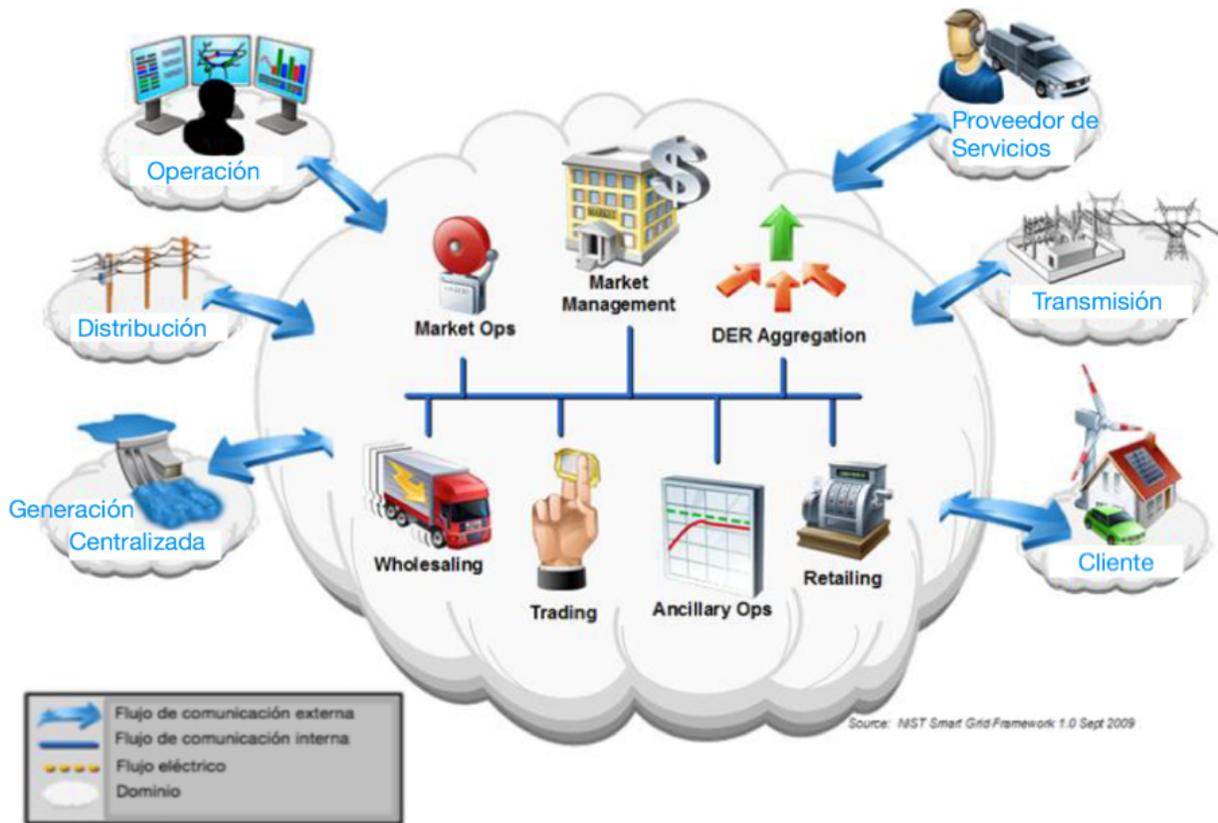


Figura 2.7 Dominio de mercados. [4]

2.2.7 Proveedor de Servicios

Se encarga de todas las operaciones de terceros entre los dominios, es conocido como *Service Provider*.

Éstos pueden incluir portales web que ofrecen servicios de gestión de eficiencia energética a los clientes finales; el intercambio de datos entre el cliente y los servicios públicos relacionados con la gestión de energía y en relación con el suministro de electricidad a los hogares y edificios.

También puede gestionar otros procesos para los servicios públicos, tales como los programas de respuesta a la demanda, gestión de interrupciones y servicios de campo.

En la siguiente figura se muestra cómo el dominio de proveedor de servicios interactúa con los dominios de operación, mercados y clientes.

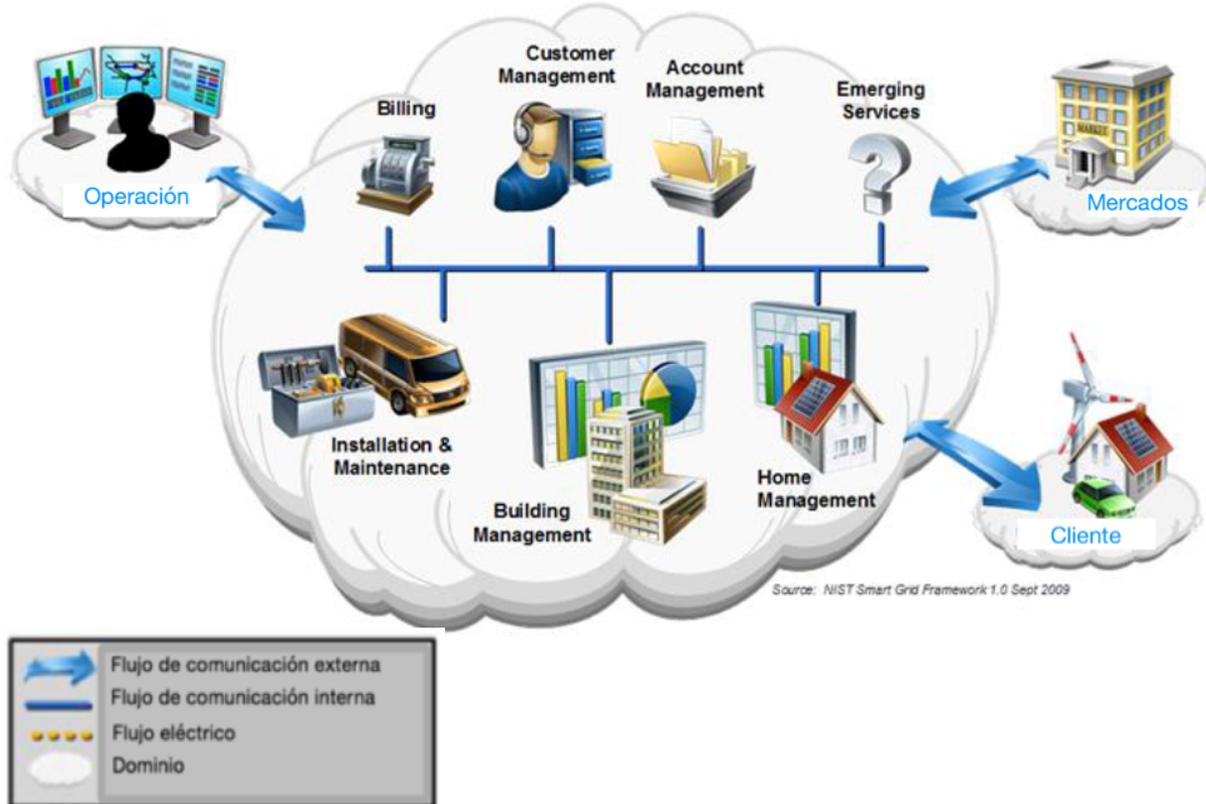


Figura 2.8 Dominio de proveedor de servicios. [4]

2.3 Seguridad Cibernética

Debido al alto contenido de tecnologías de la información en las redes inteligentes es necesario tomar en cuenta la seguridad cibernética para garantizar la confiabilidad de la red, ya que un intruso en la red podría dejar sin servicio a miles de usuarios o modificar los datos de la facturación del consumo eléctrico.

El NIST considera los siguientes conceptos de seguridad cibernética [5]:

- **CONFIDENCIALIDAD:** Que nadie sin autorización pueda tener acceso a información restringida.
- **DISPONIBILIDAD:** Que una persona o sistema autorizado tenga acceso a la información que le corresponde según su rol o privilegios.

- **INTEGRIDAD:** Que la información que se transfiere entre sistemas o personas se reciba intacta.

El marco de referencia y el plan de trabajo para los estándares de interoperabilidad del NIST describen un modelo conceptual para la red inteligente y sus objetivos son[6]:

- Identificar las normas existentes que son aplicables e identifica las brechas de alta prioridad necesarias para desarrollar normas nuevas o bien, revisiones de las actuales.
- Establecer planes y plazos para las organizaciones de estándares, para cubrir estas brechas y define algunas directrices (básicas) de seguridad cibernética (*Cybersecurity*).

El detalle de las directrices de seguridad se define en el documento “*Guidelines for Smart Grid CyberSecurity*”:

- 1 Vol. 1, Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements.
- 2 Vol. 2, Privacy and the Smart Grid.
- 3 Vol. 3, Supportive Analyses and References.

2.4 Motivadores de las Redes Eléctricas Inteligentes

La implementación de una red eléctrica inteligente requiere de fuertes inversiones, las cuales son motivadas por diversos factores, éstos dependen de la perspectiva de cada uno de los dominios pero en general son los siguientes:

- Eficiencia económica y energética.
- Confiabilidad.
- Seguridad energética.
- Sustentabilidad.
- Impulso a la actividad económica.

Estos motivadores dependen del desarrollo económico, la ubicación geográfica, situación social y cultural de cada país, por lo cual existen diversos impulsores por nación o comunidad [6].

Unión Europea: Cambio climático: energía limpia y renovable, eficiencia energética (competitividad), independencia energética y demanda sofisticada (vehículos eléctricos, sociedad digital).

Estados Unidos: Independencia energética, recuperación económica, modernización de infraestructura de transmisión y distribución, confiabilidad y seguridad, generación renovable y distribuida, cambio climático, demanda sofisticada.

Japón: Cambio climático, creciente integración de generación distribuida intermitente, infraestructura de transmisión y distribución automatizada pero envejeciendo.

China: Infraestructura eléctrica en crecimiento acelerado, transmisión a largas distancias.

India: Infraestructura eléctrica en crecimiento acelerado, pérdidas del 40%.

México [7]:

- Diversificar las fuentes de energía, incrementando la participación de tecnologías limpias.
- Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía.
- Operar en forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética.
- Proveer energéticos de calidad a precios competitivos a centros de población marginados.
- Proveer desarrollo tecnológico y capital humano para el sector energía.

2.4.1 Beneficios [7]

Los principales beneficios de una red inteligente son los siguientes:

- Mejora la confiabilidad y la calidad del suministro.
- Optimiza la utilización de las instalaciones y se evita la construcción de plantas de respaldo para sustentar la demanda máxima.
- Mejora la capacidad y la eficiencia de las actuales redes eléctricas.
- Mejora la resistencia a las perturbaciones.
- Permite el mantenimiento predictivo y la auto-reparación ante perturbaciones del sistema.

- Facilita el despliegue de fuentes de energías renovables.
- Incorpora fuentes de energía distribuida.
- Automatiza el mantenimiento y la operación.
- Reduce las emisiones de gases de efecto invernadero al permitir vehículos eléctricos y nuevas fuentes de energía.
- Reduce el consumo de petróleo, reduciendo la necesidad de generación ineficiente durante los períodos del pico de la demanda.
- Presenta oportunidades para mejorar la seguridad de la red.
- Permite la transición a vehículos eléctricos y nuevas opciones de almacenamiento de energía.
- Aumenta las oportunidades de elección de los consumidores.

2.5 Principales Sistemas de Una Red Inteligente

La red eléctrica inteligente requiere el uso de varios sistemas informáticos, cada uno con diferentes objetivos principales si son vistos de forma aislada, pero con un abanico de aplicaciones tan amplio como la imaginación de cada uno de los usuarios, si estos sistemas se integran y son interoperables con los demás sistemas de la red inteligente, sin importar que sean nuevos o legados (sistemas informáticos que fueron desarrollados con tecnología antigua pero continúan siendo utilizado por la empresa y que no se pueden actualizar o remplazar de forma sencilla).

En este apartado se enumeran los principales sistemas con los que debe contar una red inteligente.

2.5.1 Sistema de Información Geográfica

El sistema de información geográfica (*GIS, Geographic Information System*), es una aplicación informática utilizada para almacenar, ver y analizar información geográfica y estadística.

Este sistema permite tener un control sobre los activos de la empresa tanto materiales como humanos, además de contener la información georreferenciada de todo el sistema eléctrico de potencia, se le puede agregar otro tipo de información necesaria para determinadas aplicaciones, por ejemplo la ubicación en tiempo real del personal de campo, proporcionada por el Sistema de Posicionamiento Global GPS, toda esta

información es separada en diferentes por capas, para que cada usuario solo visualice en pantalla la información que requiera [8].

2.5.2 Control Supervisorio y Adquisición de Datos

(SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition) permite el control y monitoreo de equipos de campo, es una pieza fundamental en la operación de la red a distancia, la utilizan principalmente los dominios de Operación, Transmisión y Distribución.

Básicamente se compone de los siguientes elementos:

Unidad Central Maestra (UCM): Equipo de cómputo que cuenta con el software SCADA y se encarga de recibir la información de los equipos de campo, permitiendo a la persona encargada de operar el sistema realizar mandos o controles remotamente en los equipos, ver sus mediciones y estados con retraso en el rango de los segundos, por lo regular las UCM se conectan a un dispositivo GPS para tener el registro de tiempo al momento en el que recibió la señal.

Unidad Terminal Remota (UTR): Equipo situado fuera del centro de operación, por lo general dentro de una subestación, su presencia en torres de transmisión y postes de distribución es cada día más grande, su función principal es recopilar las mediciones de los sensores, enviar información a la UCM y recibir mandos desde ésta. Estos equipos agregan siempre la hora en el cual enviaron el mensaje a la UCM y por lo general no están sincronizados a un GPS debido al costo que representa adicionar uno en cada UTR.

Sistema de Comunicación: Es toda la infraestructura de comunicaciones necesaria para lograr que la información fluya bidireccionalmente entre **UTR** y **UCM**. Los retrasos de comunicación varían dependiendo del medio utilizado, topología de la red de comunicaciones y cantidad de equipos conectados a la UCM.

2.5.3 Sistema para la Administración de Distribución

Es el software encargado de hacer la gestión y administración de las redes de distribución, analiza el estado de la red con un mínimo retraso de tiempo en el rango de los segundos dependiendo de la topología de la red de comunicación, entre las UTR's y UCM.

El DMS (*Distribution Management System*) toma los datos contenidos en la UCM (sistema SCADA), pueden ser: estados y mediciones de los interruptores, restauradores y demás Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) telecontrolado; adicionalmente se le pueden agregar datos de cualquier otro sistema con el que cuente la empresa suministradora, para posteriormente realizar análisis de flujos, estimaciones de carga, estimaciones de estado entre otros.

Aún cuando los estudios que realiza el DMS no son efectuados estrictamente en tiempo real, para fines prácticos de la operación de distribución los resultados que entrega son muy apegados a la realidad ya que en condiciones normales de operación los cambios en las cargas en circuitos de distribución no varían considerablemente en rangos de segundos [9].

2.5.4 Sistema para la Administración de Energía

El EMS (*Energy Management System*), es el software encargado del despacho de la energía de una manera segura, económica y confiable, principalmente se utiliza en los dominios de transmisión y generación, pero se encuentran ubicados en el dominio de operación. En el caso de México el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), tiene el mismo problema de retardo en la recolección de datos entre el DMS y SCADA, por lo cual sus análisis no son en tiempo real.

Estos sistemas deben realizar sus análisis con mayor frecuencia que un DMS, ya que el sistema de potencia puede sufrir alteraciones en frecuencia o voltaje, en periodos muy cortos de tiempo, la frecuencia, calidad y exactitud de cada EMS en sus estudios depende de los algoritmos de cada fabricante [10].

La siguiente figura muestra el diagrama típico de un EMS.

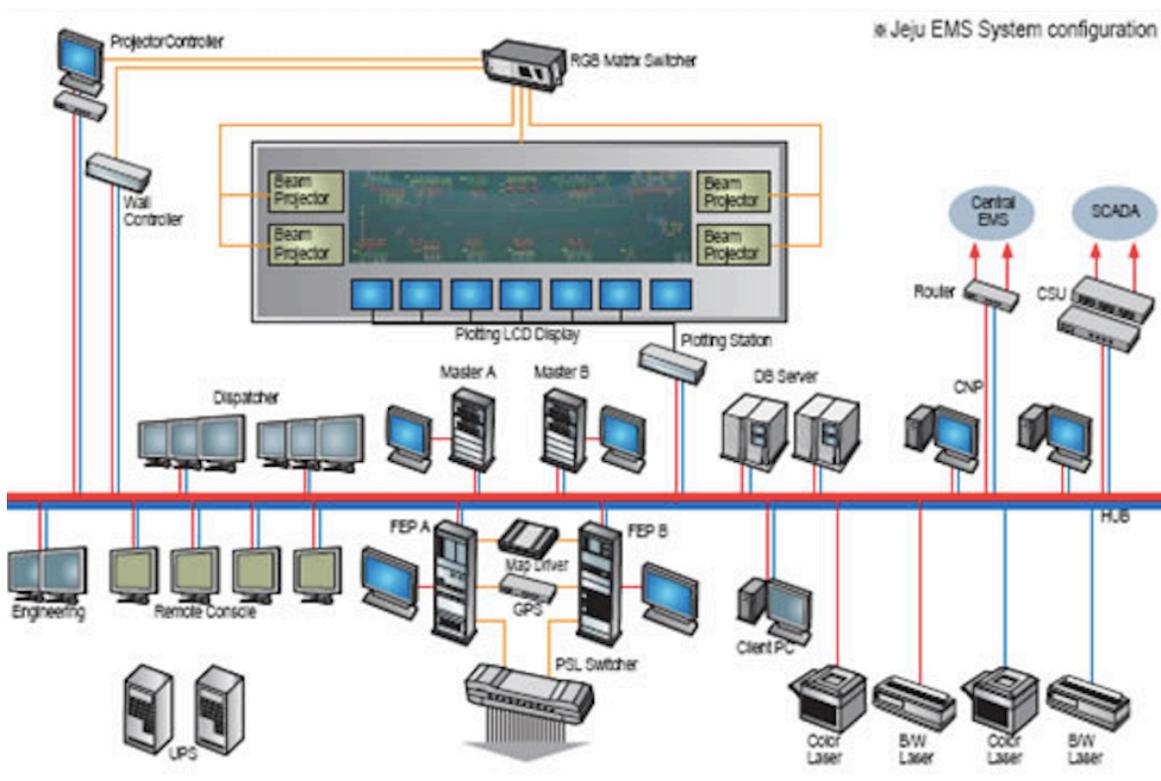


Figura 2.9 Diagrama típico del EMS.

2.5.5 Infraestructura de Medición Avanzada

La Infraestructura de medición avanzada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), es un sistema integrado de medidores inteligentes, redes de comunicación y sistemas de gestión de datos, el cual permite la comunicación bidireccional entre los medidores y la empresa.

Este tipo de medidores por lo regular incluyen pantallas con el fin de que la empresa pueda enviar información al usuario final, los medidores pueden conectarse a la red de área local del usuario para realizar funciones de gestión de la energía, funciones de redes inteligentes en hogares, oficinas y fábricas, y usan programas de tarifas horarias informando en tiempo real el precio de la electricidad.

En conjunto con las tarifas horarias, estos proyectos son utilizados para disminuir el pico de la demanda. Esto se logra motivando con precios bajos a los usuarios para que consuman energía en horarios en los que comúnmente no lo hacían.

Al tener la posibilidad de realizar cortes de energía y reconexiones de manera remota, permite reubicar al personal que se encargaba de esos trabajos a otras áreas.

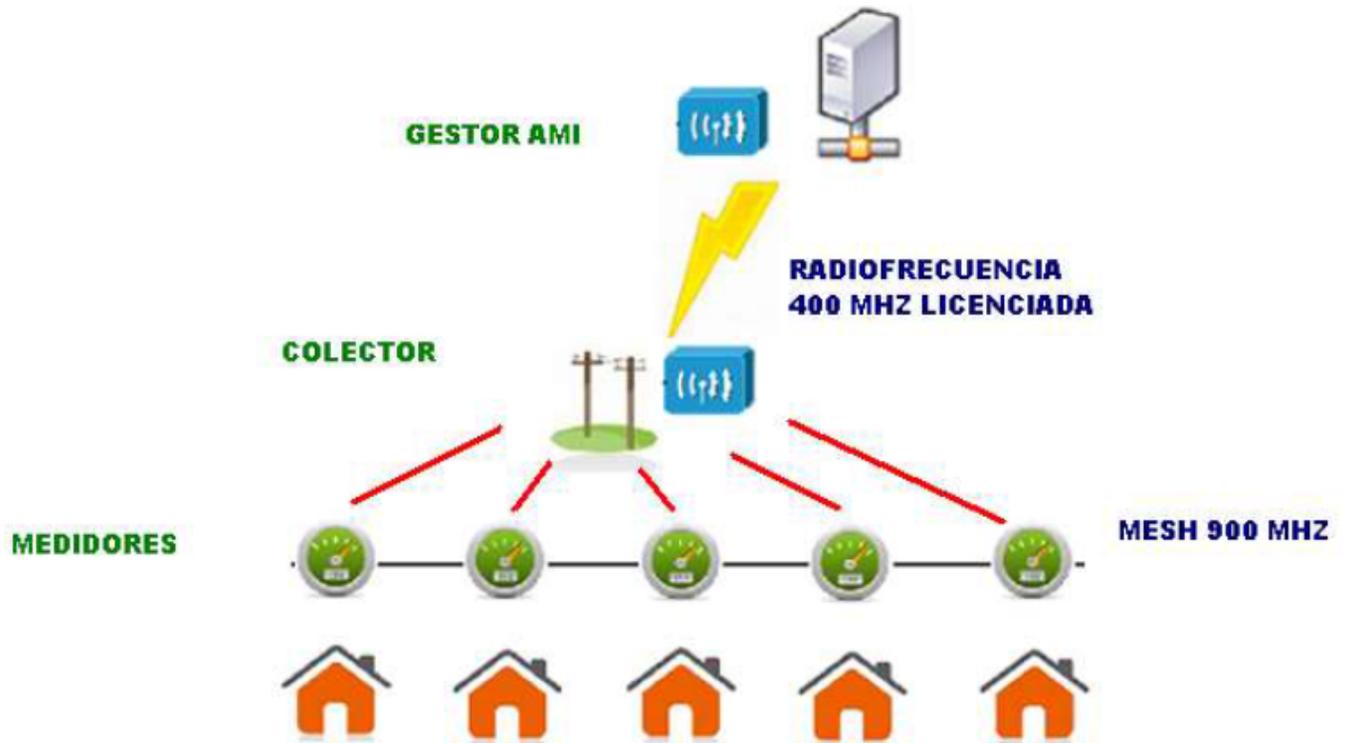


Figura 2.10 Topología sistema AMI.[11]

2.5.6 Administrador de Datos de Medición

Una vez que los sistemas AMI recopilan información en sus servidores ésta puede ser empleada para obtener gran número de reportes. Al sistema que se encarga de recoger la información de los distintos servidores AMI y procesarla se le denomina Administrador de Datos de Medición MDM (*Meter Data Management*).

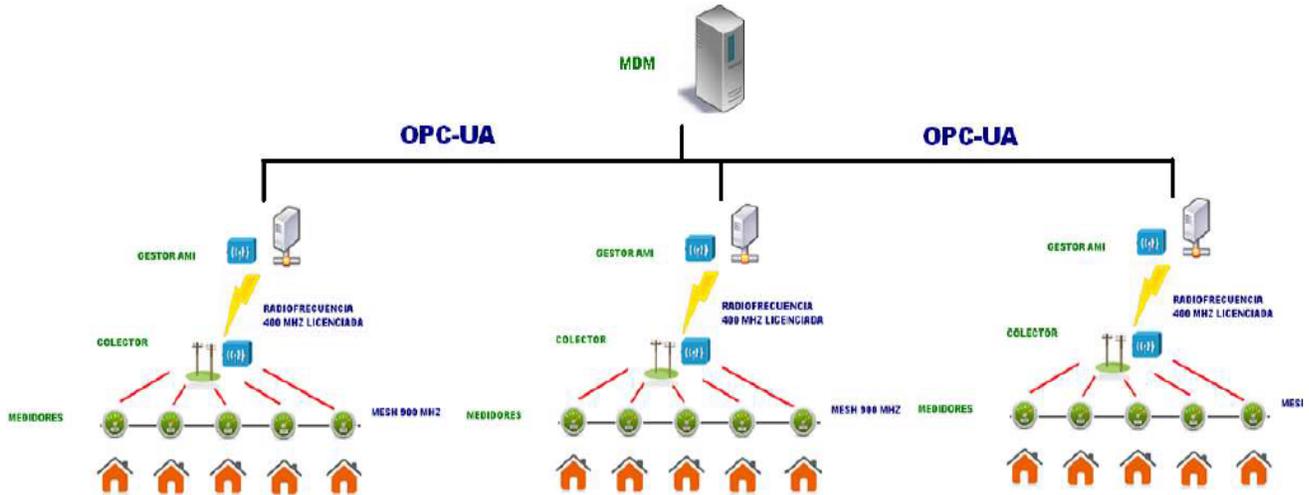


Figura 2.11 Topología sistema MDM integrando tres diferentes sistemas AMI.

El MDM tiene la capacidad de conectarse al bus Modelo de Información Común CIM (*Common Information Model*), por lo tanto puede entregar y recibir información con todos los demás sistemas conectados al Bus CIM.

2.5.7 Modelo de Información Común

El modelo de información común estandariza la manera de organizar toda la información, que pueda ser necesaria en las aplicaciones dedicadas a la gestión de la red eléctrica (SCADA, GIS, aplicaciones para la administración y operación del sistema eléctrico de distribución y las aplicaciones WEB).

Basándose en este modelo, se define un formato estándar en XML para el intercambio de información entre las aplicaciones de gestión (CIM/XML). Otros tipos de formatos de intercambio de información que se pueden emplear son CIM/XSD o CIM/SVG.

En la siguiente figura se muestran tres sistemas AMI enlazados a un MDM este a su vez se conecta al bus empresarial de datos (CIM) y todos los sistemas se conectan al bus CIM.

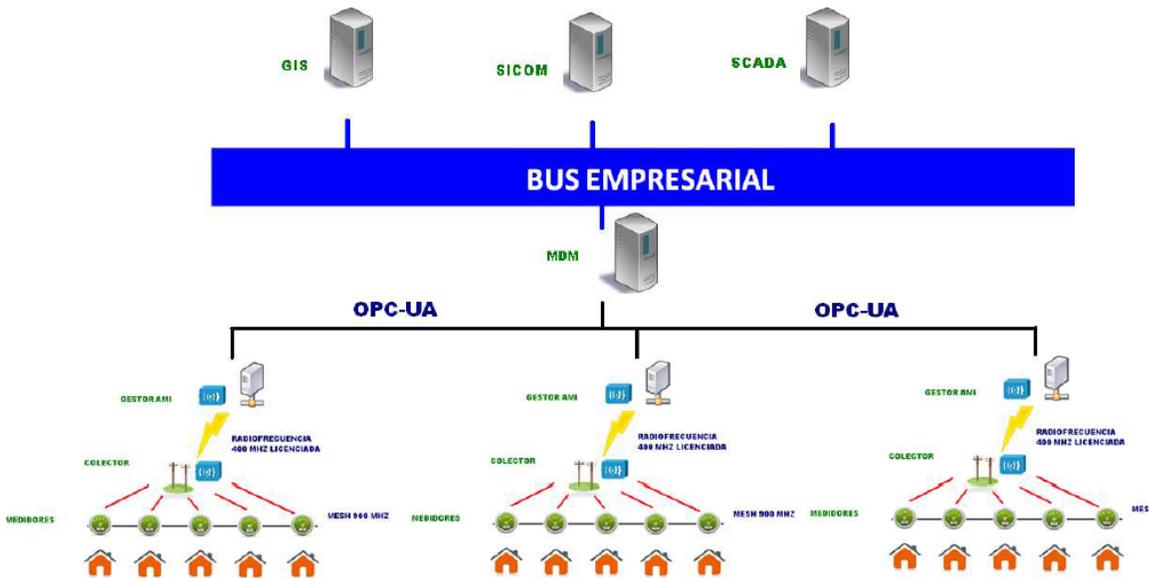


Figura 2.12 Topología sistema MDM integrando sistemas AMI y conectado al BUS CIM.

Este modelo de información común está especificado en los estándares IEC-61968 e IEC-61970 [12].

Una red inteligente es un conjunto de sistemas interactuando entre sí, por lo tanto éstos deben compartir información con otros. Para evitar tener más de una interfaz de comunicación entre cada sistema, la red inteligente utiliza el CIM.

El contar con este modelo facilita la operación y mantenimiento de las interfaces de comunicación, disminuye los puntos de falla, aumenta el control de los datos transferidos, pero sobre todo permite tener la seguridad de que un nuevo sistema se va a comunicar con los demás sistemas existentes.

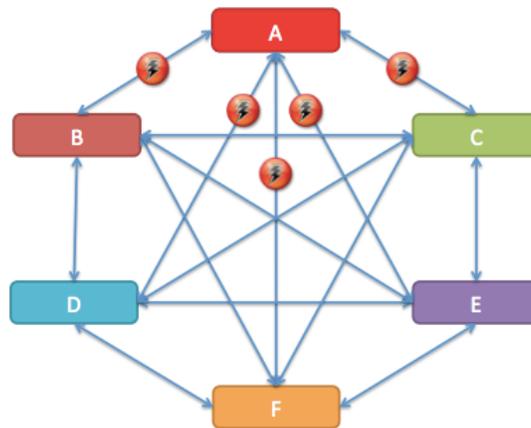


Figura 2.13 Diagrama de conexiones de sistemas sin BUS CIM.

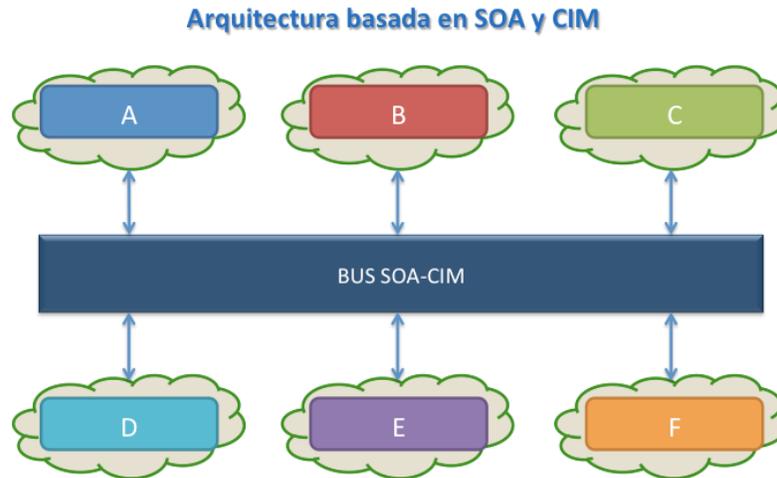


Figura 2.14 Diagrama de conexiones de sistemas con BUS CIM.

2.5.8 Administración de la Fuerza de Trabajo

Con el apoyo de sistemas GPS, el sistema de administración de la fuerza de trabajo WFM (por sus siglas en inglés Workforce Management), indica en el sistema GIS la ubicación de cada uno de los trabajadores de campo de la empresa, señalando las actividades que cada uno realiza para asignarle prioridad y saber si está disponible para atender alguna emergencia.

Estos sistemas tienen una serie de reportes orientados a la productividad de los empleados; además desde el punto de vista operativo ayuda a disminuir los tiempos de atención de las fallas del sistema eléctrico.

2.5.9 Sistema de Administración de Salidas

Este sistema es conocido como OMS (*Outage Management System*). Entiéndase por salida, una falla en la red eléctrica. Gracias a la gran cantidad de información que se puede llegar a tener con la implementación de los proyectos de red inteligente, existen sistemas con la capacidad de identificar el lugar y la magnitud de la falla tomando datos de los sistemas AMI, SCADA, GIS y con el apoyo del WFM envían al lugar de la falla a los trabajadores disponibles más cercanos del lugar donde esta ocurrió.

Si existe la interconexión entre OMS e IVR (*Interactive Voice Response*) Respuesta de Voz Interactiva, es posible proporcionar al usuario que llama para reportar una falla del servicio eléctrico datos como la causa de la falla, el tiempo estimado de reparación, nombre de las personas que la atenderán entre otros.

2.5.10 Automatización de la Distribución

Una vertiente para incrementar la eficiencia de la Gestión de la CFE y optimizar costos de suministro, a efecto de entregar el servicio de energía eléctrica en mejores condiciones, es la automatización de los Sistemas Eléctricos de Distribución.

Actualmente las Compañías Eléctricas realizan esfuerzos para lograr mayor efectividad operativa en la automatización de la distribución de energía. Entre las soluciones actuales, así como futuras, se consideran alternativas y métodos para establecer la automatización de las redes de distribución, de acuerdo con sus diversas topologías y configuraciones. En la cadena de valor de la energía eléctrica, la distribución, como elemento final, establece los requerimientos de demanda con calidad, por lo que se hace necesario que los Sistemas Eléctricos de Distribución sean robustos, flexibles, confiables, eficientes y seguros en el manejo de energía.

El sector eléctrico constituye uno de los elementos fundamentales sobre el cual se desarrollan las economías. Los clientes quieren contar con un servicio confiable, seguro y económico, es por ello que las Compañías Eléctricas, y en este caso la CFE, buscan mejorar la calidad de servicio, disminuir costos y simplificar la operación. La automatización de los Sistemas Eléctricos de Distribución, contribuirá en el logro de las estrategias energéticas nacionales, así como el cumplimiento de las expectativas del cliente, ya que con una operación eficiente de sistemas y recursos, será posible mantener bajo control y automatizado a un mayor número y tipo de variables y riesgos que se gestionan en todo momento en el Sistema Eléctrico Nacional, además dicha modernización ayudará a disminuir las pérdidas eléctricas y complementará los esfuerzos propuestos en la perspectiva de gestión de recursos.

2.7 Principales Beneficios de una Red Inteligente

Cada una de las aplicaciones de red eléctrica inteligente brinda beneficios por sí misma, pero para obtener mayores dividendos y poder realizar funciones más avanzadas es imprescindible la interacción entre los sistemas. El grado de inteligencia de una red eléctrica se incrementa exponencialmente cuando los sistemas que tienen operando por separado para cumplir funciones específicas logran la interoperabilidad con los demás sistemas, ya sea de red inteligente o legados.

Algunas de las funciones que se pueden realizar una vez que se tienen varios de estos sistemas son las siguientes:

- Balanceo dinámico de cargas.
- Transferencia automática de carga, entre alimentadores, transformadores y subestaciones.

-
- Protección y seccionamiento automatizado de alimentadores.
 - Control automático de voltaje.
 - Medición Inteligente con concentrador.
 - Detección de ilícitos.
 - Monitoreo remoto de activos.
 - Inteligencia artificial aplicada al diagnóstico.
 - Determinación en tiempo real de las capacidades de transmisión y transformación.
 - Flexibilidad para recibir energía limpia y renovable.
 - Gestión de activos.

Capítulo 3

Inventario División de Distribución Valle de México Centro

3.1 Divisiones de Distribución en Comisión Federal de Electricidad

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene por objeto prestar, en términos de la legislación aplicable, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano.

La CFE se encarga de Generar, Transmitir, Distribuir y Comercializar energía eléctrica. La distribución de la energía se realiza mediante 16 divisiones de distribución y un corporativo nacional, para atender toda la república mexicana.

A continuación se muestra un mapa de la república mexicana con las 16 divisiones de distribución de la CFE.



Figura 3.1 República Mexicana con las 16 Divisiones de Distribución.

Las Divisiones de distribución al día de hoy, se encargan de distribuir y comercializar la energía eléctrica, pero de acuerdo a las nuevas leyes éstas se dividirán en dos empresas diferentes, una distribuidora y una empresa comercializadora [20].

El mapa de ruta propuesto en este documento es dirigido para la empresa distribuidora contemplando los cambios que ésta tendrá próximamente.

Las empresas distribuidoras se encargarán de operar, mantener y planear las redes eléctricas de distribución de los voltajes menores de 34.5 kV y hasta el equipo de medición en baja tensión. Así pues, éstas tendrán dos fronteras operativas, una con las empresas de transmisión en las subestaciones reductoras y otra con las empresas comercializadoras a las cuales les entregará la lectura de cada medidor para que ellas se encarguen de la facturación y cobranza.

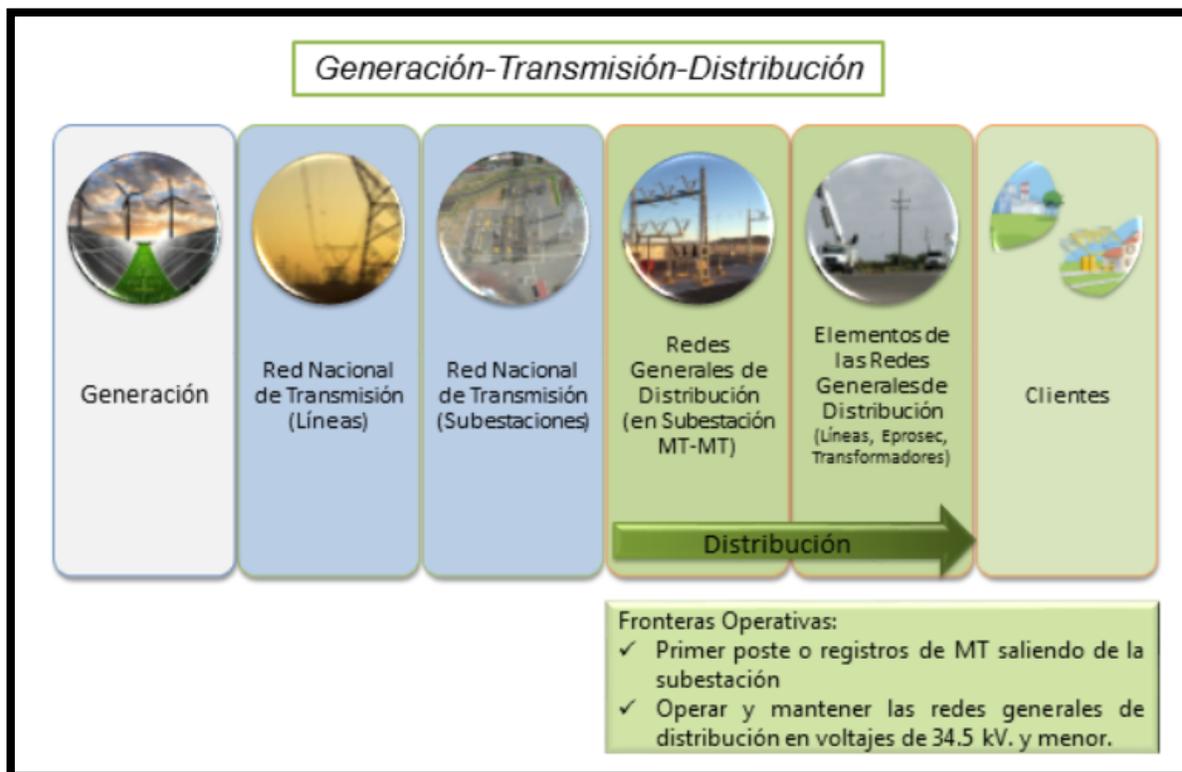


Figura 3.2 Fronteras Operativas.[13]

3.2 División de Distribución Valle de México Centro

El 11 de octubre de 2009, la Comisión Federal de Electricidad, tomó por decreto presidencial la operación del sistema eléctrico del área central del país el cual anteriormente era atendido por la hoy extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro, que atendía 7 millones de clientes aproximadamente en el Distrito Federal, Estado de México, y algunas partes de los estados de Hidalgo, Puebla y Morelos.

Se tomó la operación de la red eléctrica mediante un operativo dividido en varios campamentos, permaneciendo de esta manera hasta el mes de mayo de 2010, fecha en la que estos 7 millones de clientes fueron divididos en cinco divisiones de distribución, tres totalmente nuevas y dos divisiones existentes, las tres nuevas divisiones son: i) *División de Distribución Valle de México Norte*, ii) *División de Distribución Valle de México Centro* y iii) *División de Distribución Valle de México Sur*, cada una con 2,000,000 de clientes en promedio, el resto de los usuarios fueron absorbidos por dos divisiones existentes, División Centro Sur y División Centro Oriente.

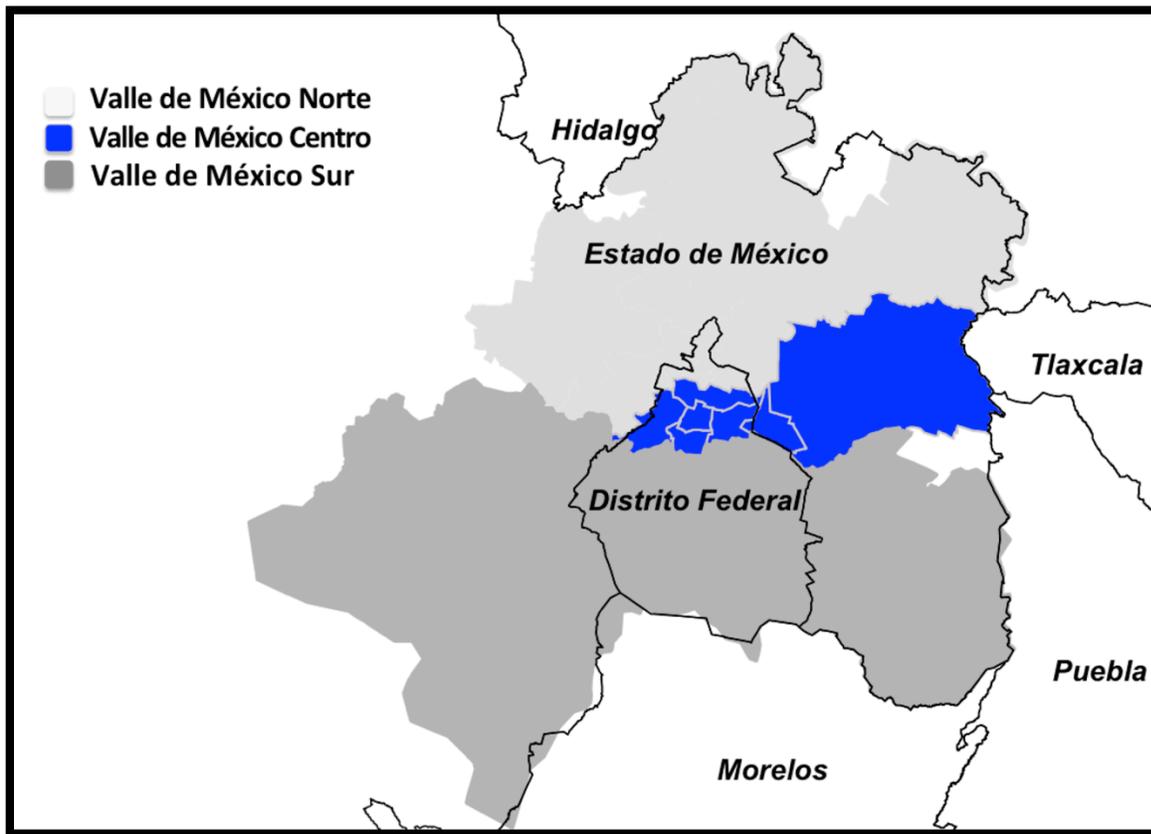


Figura 3.3 Divisiones de Distribución del Valle de México.

La División Valle de México Centro es responsable de la distribución y comercialización del suministro de energía eléctrica en el área central del Valle de México atendiendo en el Distrito Federal: las delegaciones Azcapotzalco, Cuajimalpa de Morelos, Gustavo A. Madero, Iztacalco, Álvaro Obregón, Benito Juárez, Cuauhtémoc, Miguel Hidalgo, Venustiano Carranza y en el estado de México: los municipios de Atenco, Chiautla, Chicoloapan, Chiconcuac, Chimalhuacan, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, Papalotla, La paz, Tepetlaoxtoc y Texcoco.

La DVMC esta integrada por las siguientes siete Zonas de Distribución: Aeropuerto, Benito Juárez, Chapingo, Nezahualcóyotl, Polanco, Tacuba y Zócalo. Las cuales

atienden un total de 1,969,753 clientes, siendo el 99% suministrados en baja tensión (menor a 1 kV) y el 1% restante son atendidos en media tensión (igual o mayor a 1 kV y menor a 85 kV) y alta tensión (igual o mayor a 85 kV).

A continuación se enumeran los datos básicos de la DVMC.

Tabla 3.1 Datos básicos División de Distribución Valle de México Centro.

DESCRIPCIÓN	TOTAL
Clientes.	1 969 753
Extensión Territorial (Km ²).	1 047.01
Líneas de 85 kV aéreas (Km).	169.64
Líneas de 85 kV subterráneas (Km).	75.71
Cantidad de subestaciones.	33
Capacidad en Subestaciones (MVA).	4 110
Cantidad de transformadores en circuitos de Media Tensión 23 kv aéreos.	26 178
Capacidad en transformadores en circuitos de Media Tensión 23 kv aéreos (MVA).	1 985.81
Cantidad de transformadores en circuitos de Media Tensión 23 kv subterráneos.	2 715
Capacidad en transformadores en circuitos de Media Tensión 23 kv subterráneos (MVA).	683.59
Longitud de red de Media Tensión 23 kv aérea (Km).	2 850.64
Longitud de red de Media Tensión subterránea 23 kv(Km).	624.28
Longitud de red de Baja tensión 127/220 V aérea (Km).	9 006.01
Longitud de red de Baja tensión 127/220 V subterránea (Km).	1 451.03
Potencia reactiva fija en bancos de capacitores (MVA _r).	118.8
Puntos de seccionamiento manual.	668
Puntos de seccionamiento telecontrolado.	1 800

3.3 Objetivos Estratégicos DVMC

El suministro de energía eléctrica a los usuarios en México está regido por la ley del servicio público y su reglamento en donde solo se especifican los límites superior e inferior del voltaje de suministro, en el punto de entrega del usuario.

Históricamente, la calidad de la energía no había sido un problema mayor, hasta hace poco tiempo en forma genérica se consideraba que, excepto por la continuidad, el suministro para la mayoría de los usuarios de la energía eléctrica era satisfactorio. Sin embargo, el incremento significativo en el número e importancia de las cargas ha dado como resultado una mayor exigencia por la clientela en la calidad del suministro.

En CFE siempre se ha contratado el suministro a los usuarios con una continuidad no especificada pero interpretada como perfecta, es decir sin interrupciones. Lo anterior derivó en una serie de problemas y serios reclamos por parte de los clientes por los tiempos de restablecimiento en el suministro; en accidentes con y sin lesión al personal

debido a la premura por reestablecer el suministro de energía eléctrica; en gastos innecesarios y resultados no deseables para la empresa, hasta la afectación a terceras personas y medio ambiente debido a la destrucción de plantíos, huertas y bosques. Ante tal necesidad la CFE implantó a partir de 1997, los siguientes compromisos de servicio con los usuarios:

1. Restablecimiento del suministro.
2. Máxima espera en fila.
3. Atención de solicitudes de suministro.
4. Conexión de nuevos suministros en tarifas 1 y 2.
5. Atención de inconformidades por alto consumo.
6. Reconexión de servicios cortados por falta de pago.
7. Construcción de obras menores y conexión de suministros.
8. Contestación de llamadas telefónicas.

Cada uno de estos compromisos tiene valores máximos de cumplimiento, algunos de los cuales se dividen en valores aplicables para el área urbana y rural.

En los compromisos de calidad de suministro se establece que el restablecimiento de suministro para usuarios de media tensión urbanos debe ser máximo para cada interrupción de una duración de 30 minutos y para los usuarios de media tensión rurales debe ser máximo para cada interrupción de una duración de 60 minutos. Esta situación obligó a revisar distintos aspectos tanto operativos como de infraestructura, ya que no se tenía experiencia y control sobre las variables ofertadas, ya que tanto la infraestructura eléctrica, como la organización sólo estaban preparadas para reestablecer el suministro de manera local ante fallas que se presentaban en el sistema eléctrico, con un tiempo de respuesta incierto, ya que dependía del horario en que fallaba el sistema eléctrico, del buen o mal diseño de la configuración de la red de media tensión, de la ubicación y número de equipos de protección y seccionamiento en la red, de la habilidad y disponibilidad del personal encargado del restablecimiento del suministro y hasta de las condiciones climatológicas.

Desde el año 2010 se han venido desarrollando proyectos para modernizar el sistema eléctrico de distribución en el ámbito de DVMC. Los dos objetivos fundamentales desde entonces son tener una mayor confiabilidad del suministro y reducir las pérdidas de energía tanto técnicas (pérdidas ocasionadas por efecto joule) como pérdidas no técnicas (pérdidas debido a fraudes o robo de energía).

3.3.1 Reducción del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

El Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) representa el número de minutos que, en promedio, un usuario no dispone de servicio eléctrico durante el año. Con este índice se evalúa en la CFE el desempeño que tienen las instalaciones que suministran la energía eléctrica a los usuarios.

Las interrupciones en el servicio pueden ser ocasionadas principalmente por: cuestiones climatológicas como tormentas, vientos y rayos; fallas en las centrales de generación de electricidad; ramas de árboles que causan cortos en el cableado; y fallas en equipos tales como aislamientos, transformadores y subestaciones.

En 2010, el TIU en la DVMC era de más de 7 horas (446 minutos). Para disminuir las interrupciones, la CFE realizó las siguientes acciones:

1. Sustitución del aislamiento que se utiliza para colocar los cables en los postes, para evitar daños por tormentas eléctricas.
2. Programa anual de poda de árboles, para disminuir las fallas ocasionadas por ramas que podrían caer sobre el cableado ante la presencia de vientos fuertes.
3. Modernización de la red eléctrica subterránea del Centro Histórico de la Ciudad de México, para evitar cortos en el cableado y la explosión de mufas.
4. Modernización de subestaciones eléctricas de distribución, para garantizar la correcta operación de transformadores.
5. Instalación de nuevos circuitos que permiten que las interrupciones en el suministro de energía afecten a no más de 7,500 usuarios, anteriormente se tenían circuitos que afectaban a alrededor de 20 mil usuarios.
6. Instalación de 1,500 equipos de protección y seccionamiento (restauradores y seccionadores), para disminuir el tramo de circuito afectado por una falla.

Estas acciones permitieron que el TIU, en 2014, fuera de 47 minutos una cantidad 9 veces menor a la presentada en el año 2010.

A continuación se muestra la grafica del indicador TIU de la División Valle de México Centro a partir del año 2010, año desde el cual se tienen valores registrados por la CFE ya que la toma del control del servicio eléctrico en el valle de México, se llevó acabo el 11 de octubre de 2009.

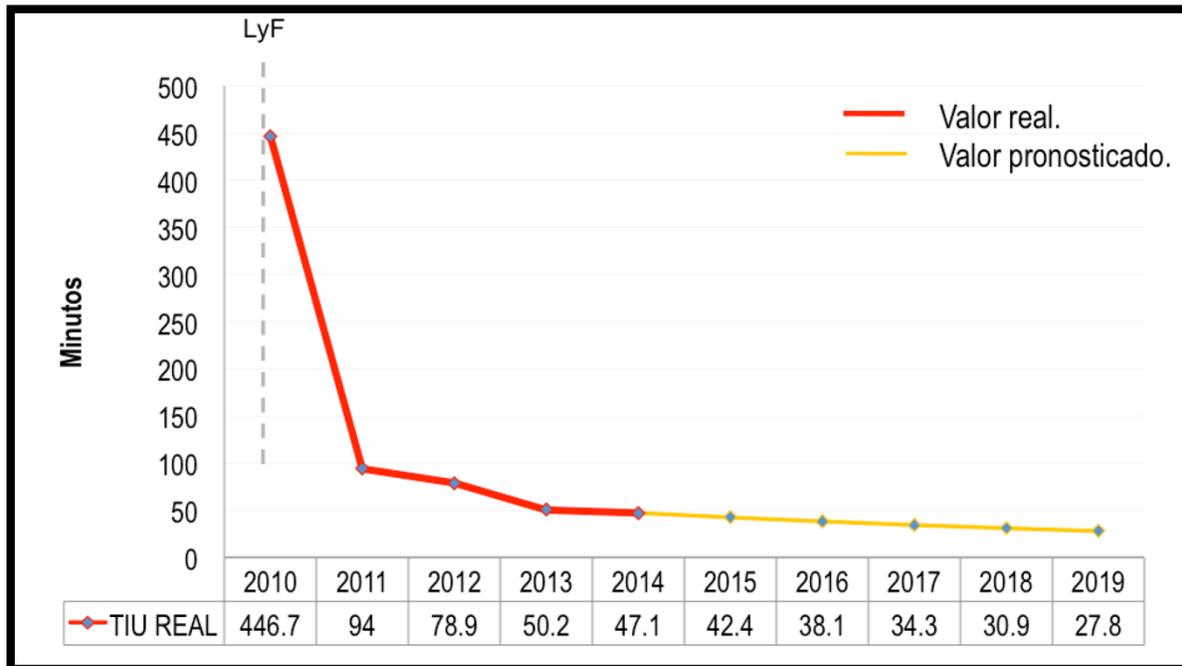


Figura 3.4 Tiempo de interrupción por usuario DVMC.

3.3.2 Reducción de las Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía representan el porcentaje de electricidad que se pierde en las redes de distribución. Se dividen en dos rubros: técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas se refieren a la energía que se pierde al ser transportada a través de los conductores y componentes de las redes de distribución por un efecto físico en el cual parte de la energía transportada se convierte en calor, a lo largo de redes sobrecargadas o que ya dejaron atrás su vida útil. Por otro lado, las pérdidas no técnicas se refieren a la energía que la CFE dispuso en las redes de distribución y que no fue facturada. Esto puede deberse a errores de medición y/o facturación o al uso ilícito de la electricidad.

En el cierre del año 2010, el porcentaje de pérdidas en la DVMC fue de 35%, equivalente a 5,428 Gigawatts-hora (GWh) y a aproximadamente 10,000 millones de pesos. Este nivel de pérdidas era casi 6 veces mayor que el promedio de los países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), que es de 6%. [14]

Para disminuir el porcentaje de pérdidas, la CFE llevó a cabo las siguientes seis acciones:

1. Reemplazo de más de 1 millón de medidores electromecánicos por electrónicos.

2. Construcción de 22 nuevos circuitos de distribución de media tensión
3. Verificación de los medidores e instalaciones eléctricas asociadas (acometidas) de 900,000 usuarios.
4. Disminución en la variación del voltaje, a través de la instalación de 62 bancos de capacitores y el cambio de más de 1,000 kilómetros de cables de las redes de distribución.
5. Regularización de más de 164 mil conexiones que se encontraban conectados en forma ilícita.
6. Creación de 1,520 nuevas redes aéreas de baja tensión (de 127 kV a 220 kV).

Estas acciones representan una inversión de aproximadamente 6,884 millones de pesos, con ellas fue posible disminuir el nivel de pérdidas a 20% al cierre de 2014, 15 puntos porcentuales menos que en 2010.

3.4 Proyectos Implementados en la DVMC

Con el fin de cumplir con los objetivos antes mencionados se han implementado diversos proyectos estratégicos los cuales cumplen con un objetivo puntual desde su instalación, sin embargo estos proyectos fueron diseñados y especificados para lograr un objetivo final mayor, el cual es llegar a tener una red eléctrica inteligente, estos sistemas pueden intercambiar información fácilmente con otros, logrando así diferentes beneficios además de su propósito principal.

i) Instalación de 1,500 Restauradores Telecontrolados [14]

Un equipo restaurador (reconector o recloser) es un equipo de protección y seccionamiento el cual cuenta con dos bloques:

- a) **Equipo primario (tanque, bancada)**, se compone de la parte electromecánica y esta conectado directamente a la media tensión. Cuenta con un medio aislante y un medio interruptivo, el cual tiene la capacidad de interrumpir corrientes de falla, estas corrientes se encuentran en el rango de los miles de amperes.
- b) **Gabinete de control**, Es el dispositivo electrónico el cual recibe las señales de los sensores ubicados en el equipo primario, procesa esta información y envía los mandos de apertura y cierre.

En los circuitos aéreos de distribución el 85% de las fallas presentadas son transitorias, por ejemplo la rama de un árbol la cual toca la línea pero se cae al suelo. Es por ello que estos equipos son llamados restauradores ya que volviendo al ejemplo de la rama cuando ésta toca el conductor se produce un corto circuito, el cual es detectado por los sensores del restaurador y el gabinete de control envía la orden de apertura interrumpiendo el restaurador la corriente de corto circuito, evitando que todos los usuarios ubicados detrás del restaurador tengan una afectación del suministro eléctrico. Además después de un tiempo programado en el rango de los segundos el restaurador cierra sus contactos, a este suceso se le conoce como recierre y aproximadamente en el 85 % de los casos esta prueba es positiva regresándole el servicio a los clientes que se encuentran delante del restaurador [14].

Con los avances en los procesadores y los cada vez más equipados gabinetes de control, es posible realizar lógicas de automatización en circuitos de media tensión dejando la menor cantidad de usuarios afectados ante una falla.

Con el fin de reducir la cantidad de usuarios afectados al presentarse una falla en un circuito de media tensión, se instalaron 1,500 restauradores en el ámbito de la DVMC.

Estos equipos son telecontrolados remotamente desde el centro de control de distribución en el cual se encuentra el sistema SCADA y hay operadores las 24 horas, de tal manera que cuando un restaurador abre, el operador inmediatamente se percata y espera que realice los recierres automáticos, si no son positivos éste manda abrir y cerrar otros restauradores hasta dejar la menor cantidad de clientes afectados; éste proceso se puede hacer de forma automática y es conocido como Automatización de la Distribución. En la siguiente figura se muestran diferentes tipos de restauradores.



Figura 3.5 Diversos tipos de restauradores.

iii) Implementación de 50,000 Medidores Tipo AMI [14]

Constantemente se realizan las tareas de toma de lecturas, cortes de energía y reconexiones en medidores del usuario final, esto representa un gran gasto para la DVMC sobretodo cuando se realiza de manera manual, es por ello que con el fin de automatizar estos procesos se instalaron 50,000 medidores comunicados remotamente, con la capacidad de obtener las lecturas, cortar y reconectar los servicios en forma automática.

Por otro lado dan la posibilidad de tener mediciones hasta cada cinco minutos de cada uno de los usuarios, esto abre un abanico de posibilidades para realizar pronósticos de carga, detectar fallas en el suministro, los medidores están acondicionados para enviar mensajes al usuario, por lo tanto cuando se cuente con tarifas horarias para todo tipo de usuarios, se podrán realizar proyectos de gestión de la demanda para disminuir el pico de consumo, nivelando la curva de demanda.

Adicionalmente los proyectos de modernización de la medición, brindan otros beneficios a la institución como:

- Reducción de costos de operación, con motivo de la mejora de los procesos y sus actividades; ahorros en salarios, prestaciones, uso de vehículos y otros gastos con motivo de realizar las actividades en sitio del proceso de distribución y comercialización.
- Mejora en la percepción del cliente, al contar con una infraestructura que nos asegure una mejor oportunidad y eficacia en la atención de los servicios solicitados por el cliente, una imagen positiva que contribuya a la permanencia del cliente en la empresa, garantizando permanencia futura de la institución.
- Disminución de pérdidas técnicas, energía que se deja de consumir como resultado de las mejoras en la infraestructura de líneas, redes, subestaciones, acometidas y medidores resultados de los proyectos.
- Mayor rentabilidad de la institución, pues al estar realizando cortes y reconexiones de acuerdo a los calendarios de facturación del proceso comercial, ayuda a contar con el pago oportuno de sus clientes,
- Reducción de las emisiones de gases a la atmosfera, derivado en la disminución de la generación de electricidad, producto de las pérdidas de energía que dejaron de consumirse [14].

A continuación se muestra la topología del sistema AMI.

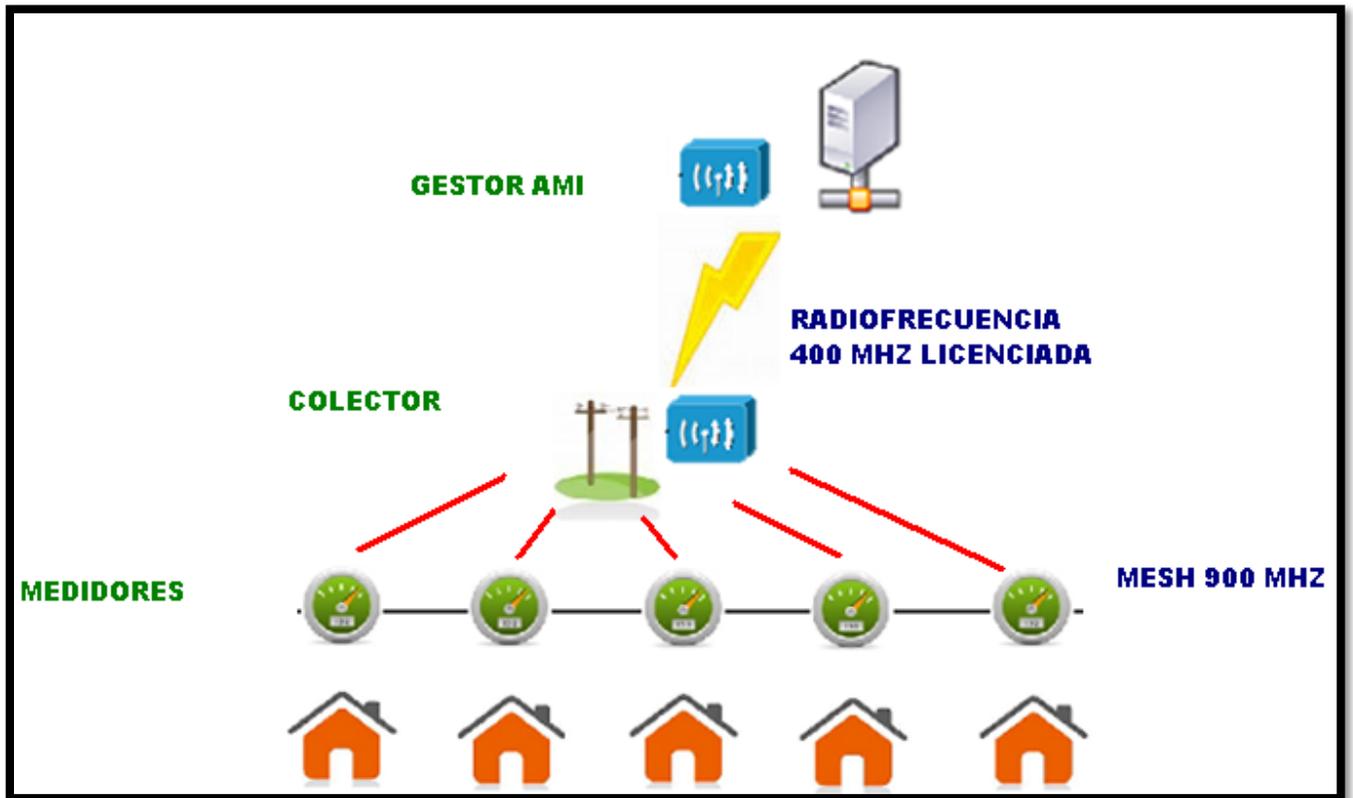


Figura 3.7 Topología sistema AMI instalado en la DVMC.[11]

iv) Instalación de 300 Seccionadores Subterráneos

En los circuitos subterráneos el 99% de las fallas son permanentes, es por ello que los equipos de protección y seccionamiento para líneas subterráneas no cuentan con recierre, por ello el nombre utilizados para llamarlos es seccionador (switch).

La cantidad de circuitos subterráneos es mucho menor por eso el número de seccionadores instalados en comparación con el de restauradores es tan diferente.

Estos equipos operan dentro de bóvedas las cuales constantemente se encuentran con altos niveles de agua ya sea de lluvia o drenaje por lo tanto tienen la capacidad de ser sumergibles esto hace que su costo sea mayor al de un restaurador.

En las siguientes figuras se muestran el equipo primario de un seccionador sumergible con aislamiento sólido y medio de interrupción en vacío, para 23 kV y su gabinete de control, de igual manera sumergible, el cual cuenta con la capacidad de proteger cada una de las 4 vías del seccionador.



Figura 3.8 Equipo primario de seccionador subterráneo de 4 vías operando en la DVMC.



Figura 3.9 Gabinete de control de seccionador subterráneo de 4 vías operando en la DVMC.

v) Sistema de Comunicaciones a 400 MHz

La DVMC recibió un sistema de comunicación de los equipos de protección y seccionamiento que utilizaba el sistema *GPRS* (*General Packet Radio Service* o *servicio general de paquetes vía*) el cual era arrendado, con el cual los tiempos de respuesta así como la eficiencia del sistema de comunicaciones dependían totalmente de un proveedor.

La principal desventaja de contar con un sistema de comunicaciones vía GPRS, era su baja eficiencia durante una contingencia, específicamente las provocadas por sismos, ya que el sistema de comunicaciones se saturaba, por lo tanto se perdía el telecontrol de los equipos de protección y seccionamiento durante estos eventos.

Para solucionar la problemática anterior los ingenieros de comunicaciones de la DVMC desde el 2010 probaron diferentes tecnologías y finalmente a finales del año 2011 se estableció un sistema propio de radiofrecuencia a 400 Mhz. Este sistema cumple con las necesidades de comunicación para los equipos de protección y seccionamiento de la DVMC.

Las características del sistema de comunicaciones son:

- Recopila información en todos los equipos de control de la red.
- Permite reducir el tiempo de restablecimiento de la red eléctrica durante una falla.
- Se eliminan erogaciones económicas por pagos a terceros.
- Actualmente existen aproximadamente 1500 equipos de seccionamiento telecontrolados cada uno con un equipo de comunicación a 400 MHz.
- Se enlazaron equipos de los clientes más importantes de la DVMC, incluso los ubicados de manera subterránea colocando antenas debajo de las banquetas.

El comportamiento de este sistema es altamente estable durante las contingencias ocasionadas por sismos y durante eventos que generalmente saturan las redes de celular como son: fin de año o navidad, eventos en los cuales el centro de control de distribución perdía comunicación durante algunos minutos con los equipos de comunicación GPRS.

La siguiente figura muestra la topología del sistema de comunicaciones que actualmente se encuentra instalado en la DVMC

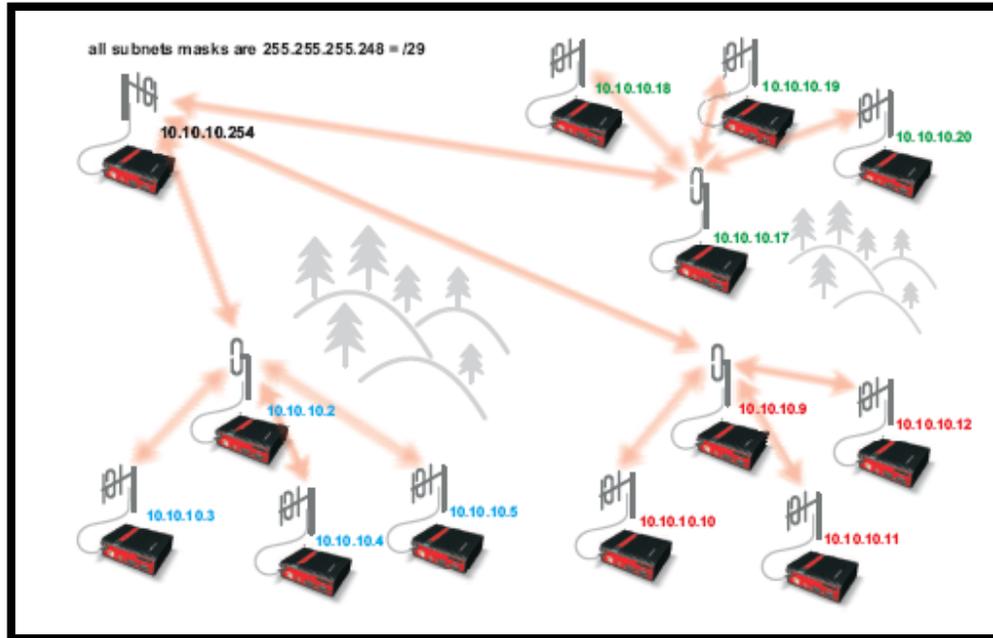


Figura 3.10 Topología sistema de comunicaciones de la DVMC.

vi) Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución

El SIGED (Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución), proporciona las herramientas necesarias para llevar un control de la información relacionada con la red de distribución de energía eléctrica.

Este sistema fue desarrollado para trabajar en conjunto con AutoCAD Map 5, por lo cual es un sistema que trabaja en un ambiente gráfico. Cuenta con grupos de herramientas las cuales hacen que SIGED facilite actividades como:

- ✓ Captura de componentes de un circuito.
- ✓ Edición de componentes de un circuito.
- ✓ Búsqueda de componentes.
- ✓ Importación de archivos a SIGED.
- ✓ Reportes detallados de la situación de la red Eléctrica.

El sistema contiene información relevante de las características de los componentes de un circuito como: postes, transformadores, línea primaria y secundaria, desconectores, fusibles, capacitores, relevadores, restauradores, medidores, etc.,

así como la ubicación física de cada uno de los componentes de la red eléctrica antes mencionados [15].

Permite llevar un control detallado de la información de la red de distribución para obtener información actualizada de las instalaciones de la red eléctrica. SIGED ofrece las siguientes ventajas:

- Muestra gráficamente las instalaciones de la red eléctrica para facilitar el estudio de ésta, y de esta manera ubicar físicamente cada uno de los componentes de la red.
- Cuenta con un completo módulo de reportes que ofrece información general de la red eléctrica así como información detallada de cada uno de los componentes de la red eléctrica.
- Contiene información de las características de componentes de la red aérea y subterránea.
- Traspasa información hacia el activo fijo para la contabilización de los inventarios de la red.

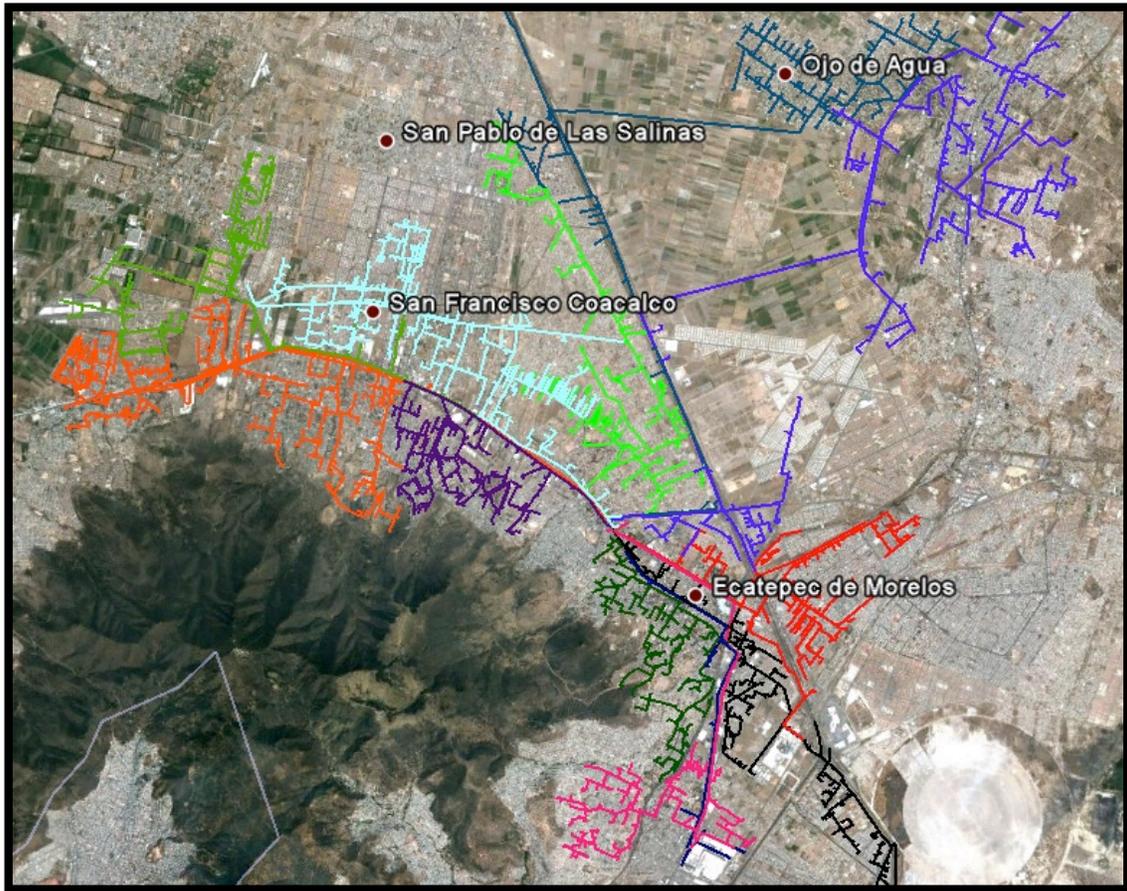


Figura 3.11 Circuitos de media tensión mostrados en SIGED.

vii) Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía

Todos los medidores de los alimentadores de circuito fueron actualizados a modelos digitales los cuales permiten enviar información muy fácilmente ya que todas las subestaciones de la DVMC cuentan con comunicación por fibra óptica hasta el CCD VERONICA y a las oficinas del corporativo divisional, esto permite recolectar datos de mediciones de todos los alimentadores de distribución.

Las mediciones obtenidas de cada uno de los alimentadores son depositadas en un servidor el cual tiene aplicaciones programadas para gestionarlas, a este software se le denomina Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía (SIMOCE).

Algunas de las funciones que puede realizar son:

- ✓ Análisis y verificación de los compromisos de suministros.
- ✓ Perfil de Tensión y demanda de potencia.

- ✓ Conocer el comportamiento del sistema eléctrico bajo contingencias o mantenimiento.
- ✓ Conocer y analizar la cantidad de armónicas presentes en el sistema eléctrico.
- ✓ Determinación del balance de energía y pérdidas en la red de transmisión eléctrica.
- ✓ Análisis de fallas o eventos que se presentan en las subestaciones.
- ✓ Incremento de la productividad de los colaboradores.
- ✓ Mejor toma de decisiones para la planeación, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

El Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía extrae, transforma y estandariza en forma automática los datos de los dispositivos de medición y protección, el cual mediante el uso de la tecnología de la información, redes de comunicación y sobre todo del capital humano, agrega valor a los datos para analizar y generar reportes que apoyan para la toma de decisiones, principalmente en la operación, el mantenimiento y la planeación de la infraestructura eléctrica, teniendo como consecuencia mejor aprovechamiento de los recursos humanos, financieros y materiales, incrementando la productividad y competitividad de la empresa.

La siguiente figura muestra la topología del funcionamiento del SIMOCE.

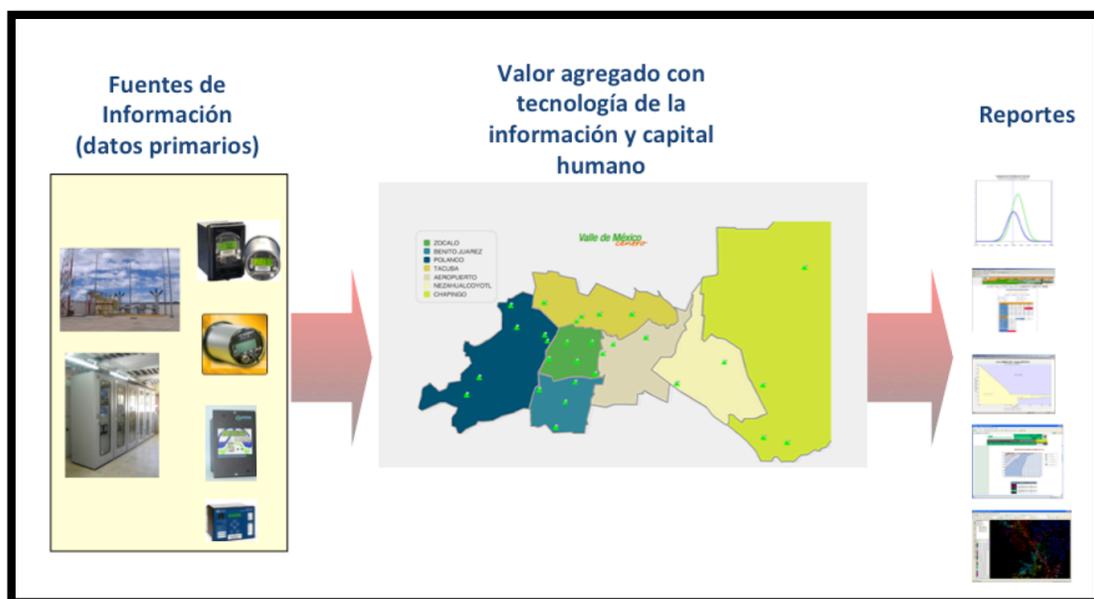


Figura 3.12 Topología general del SIMOCE.

A continuación se muestran algunos de los reportes que se pueden obtener con SIMOCE.

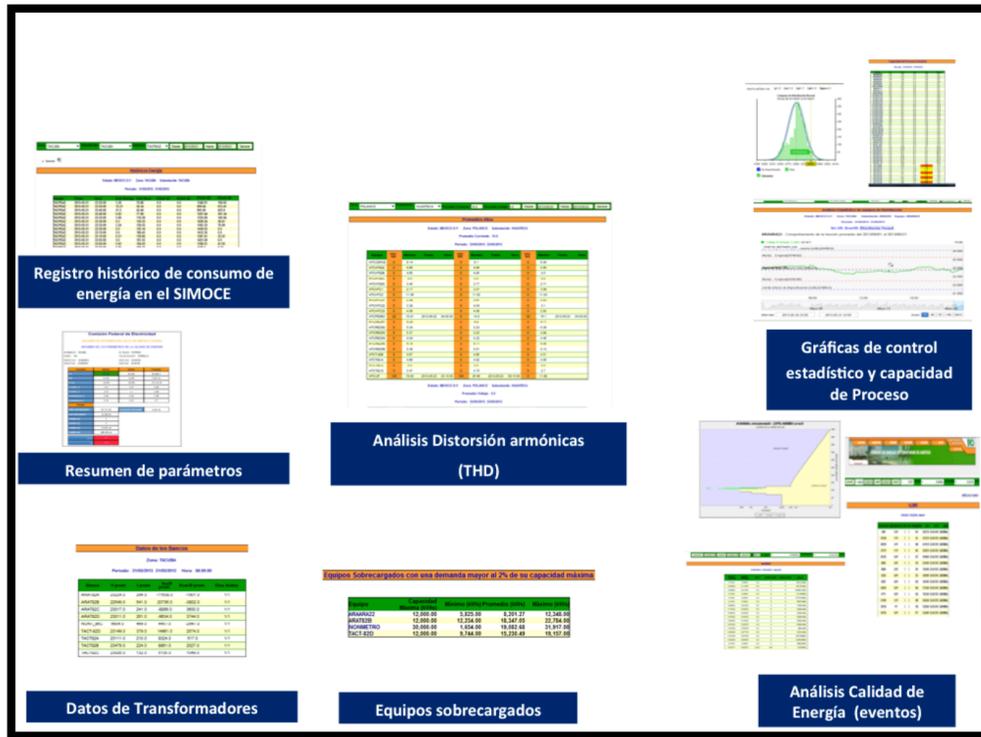


Figura 3.13 Reportes entregados por SIMOCE.

3.4.8 Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución Polanco

El Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución (SIMSED) fue desarrollado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en colaboración con CFE. Actualmente el SIMSED está instalado en el centro de control de distribución Veronica y puede realizar simulaciones de cualquier circuito de la DVMC siempre y cuando éste sea importado previamente desde SIGED a NEPLAN.

Se han integrado diversos sistemas de información, tal como SCADA, SIMOCE, Sistema Comercial (SICOM) y SIGED. Este simulador permite tomar datos de los sistemas mencionados e introducirlos en el software NEPLAN (software comercial para realizar flujos de potencia).

El SIMSED es una herramienta de software de apoyo a la Gestión de la Distribución (DMS) y de apoyo a la toma de decisiones (DSS por sus siglas en inglés), integra varias funciones nativas mediante la herramienta de software NEPLAN entre ellas:

- Flujo de cargas.
- Estimador de estados.

- Flujo de cargas con perfiles de cargas.
- Coordinación de protecciones (selectividad).
- Optimización de redes de distribución.
- Ubicación óptima de capacitores.
- Restablecimiento del suministro.
- Confiabilidad.
- Editor gráfico.
- Interfaz a bases de datos.
- Desarrollo de nuevas funciones.

Al combinar NEPLAN con los otros sistemas arriba mencionados permiten la ejecución de las siguientes funciones:

- Detección de fallas mediante alertas del SCADA.
- Ubicación de fallas por cálculo de sobrecorriente de falla.
- Sistema experto para restablecimiento de suministro por segmentación parcial de redes e identificación de clientes importantes afectados en la red.
- Detección de valores nulos o negativos en medidores de media tensión.
- Validación, estimación y edición de valores no válidos.
- Identificación de inconsistencias en el modelo de red.
- Identificación de mallas en redes radiales.
- Cálculo de pérdidas eléctricas considerando el modelo de red seleccionado.
- Balanceo de fases por maniobras en redes asimétricas del SIGED.
- Ubicación de capacitores en redes asimétricas del SIGED.

A continuación se describen las interfaces de datos personalizadas a los sistemas de la CFE:

- Interfaz al sistema de información geográfico y eléctrico de distribución. Permite extraer el modelo de red en forma georreferenciada y asigna parámetros eléctricos a los elementos primarios.
- Interfaz al sistema de control supervisorio del centro de control. Extrae, acondiciona y utiliza la información en tiempo real de la red eléctrica, estados de interruptores y valores analógicos de medidores. Genera un registro histórico para usar las funciones de ingeniería de distribución en el análisis de eventos y fallas.
- Interfaz al sistema de monitoreo de calidad de la energía. Accede al registro histórico de mediciones de estado estable de medidores de Media Tensión de subestaciones. Utiliza un algoritmo de extracción inteligente para optimizar los tiempos de consulta.

- Interfaz CIM. Basada en el modelo de información común (CIM), permite importar y exportar Instancias CIM acorde al Perfil CIM definido en CFE como parte del proceso de interoperabilidad semántica para la red eléctrica inteligente de la CFE.

De esta forma, el SimSED integra un conjunto muy poderoso de herramientas para la extracción, adecuación y uso de información de los sistemas existentes, así como herramientas de análisis de apoyo a la toma de decisiones en la Planeación de la Operación del Sistema Eléctrico de Distribución.

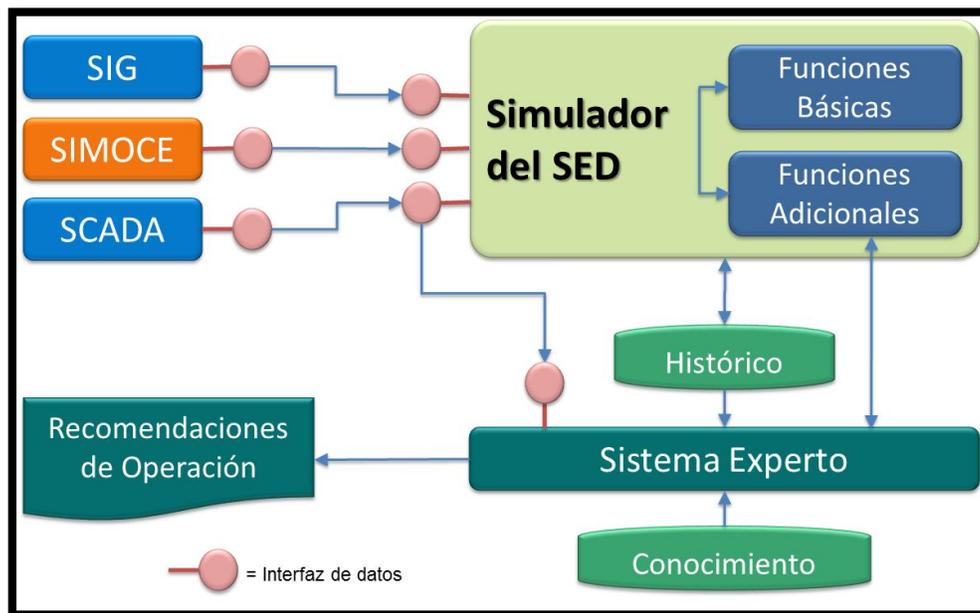


Figura 3.14 Arquitectura del Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución (SimSED). Entre los estudios más importantes que se realizan, se encuentran:

- Reducción de pérdidas por balanceo de fases de circuitos asimétricos.
- Ubicación de fallas frecuentes para mejorar la calidad de la energía y el tiempo de interrupción por usuario (TIU).
- Cálculo de pérdidas y su cuantificación económica.
- Planeación de la integración de recursos energéticos renovables de alta penetración e intermitentes.
- Control de voltaje y potencia reactiva.
- Cálculo de confiabilidad para elementos telecontrolados.
- Capacidad de transferencia de todos los circuitos urbanos.

3.4.9 Sistema Integral de Administración de Distribución

El objetivo principal del Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD) es visualizar información de alta relevancia sobre el comportamiento normal de circuitos y puntos de la red eléctrica de distribución de acuerdo con los datos de tiempo de interrupción por usuarios registrados y permitir al usuario explotar de manera dinámica la información con la finalidad de tomar las acciones necesarias para el mejoramiento de la red eléctrica [16].

A continuación se muestra una pantalla del SIAD.

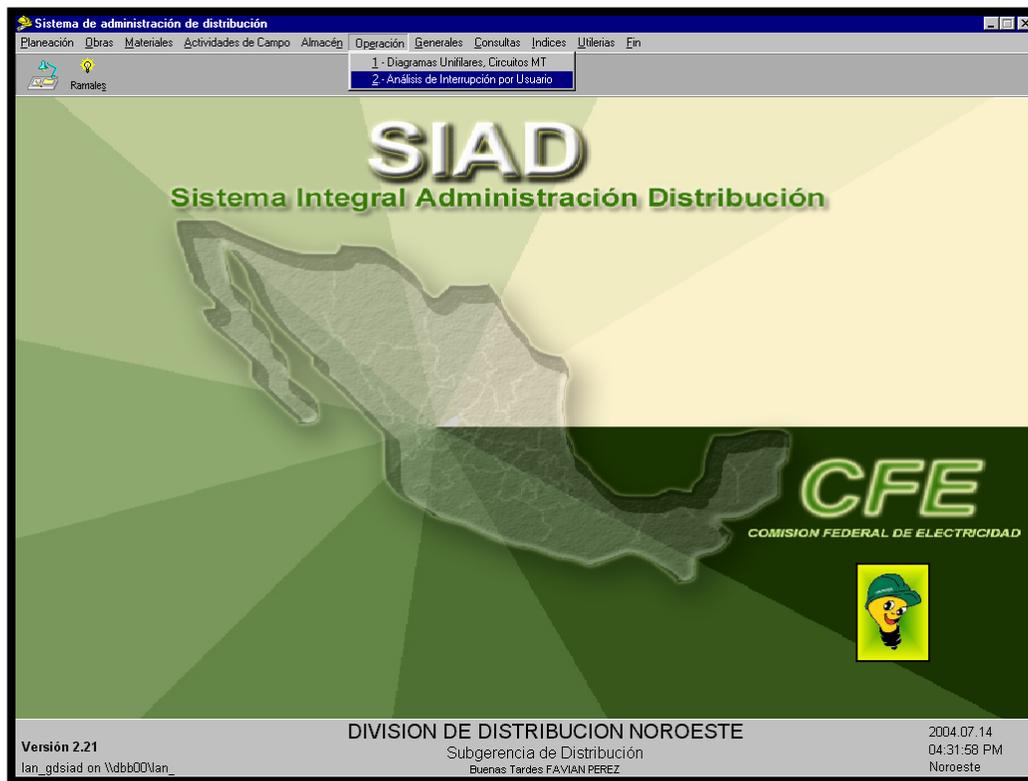


Figura 3.15 Pantalla principal SIAD.

Capítulo 4

Propuesta de Implementación de la Red Eléctrica Inteligente en la División Valle de México Centro

4.1 Visión de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC

Las redes inteligentes no se pondrán en marcha de un solo golpe. En cambio es un proceso de aprendizaje gradual y continuo paso a paso, caracterizado por diferentes puntos de partida [17].

Es preciso contar con la visión de las redes eléctricas inteligentes, esta será el punto de partida. A continuación se muestra la visión del sistema eléctrico de Distribución Inteligente:

“Satisfacer los requerimientos y expectativas del cliente, interactuando con diversas opciones de servicios y tarifas que mejoren la eficiencia en su consumo, mediante la transformación de los procesos con capital humano altamente calificado para garantizar la demanda de energía eléctrica, con el uso eficiente de los activos del sistema eléctrico de distribución, que permita interconectar todo tipo de generación distribuida y almacenamiento, privilegiando la energía renovable y el desarrollo sustentable; aplicando una arquitectura e infraestructura de información confiable e integral, escalable, dinámica e interoperable.”[7]

4.2 Perspectivas y Objetivos de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC

Una Red Eléctrica Inteligente es solo el medio para llegar a diversos objetivos, por lo tanto no se debe tener una REI solo por tenerla o por jactarse de contar o no con más sistemas instalados que otras divisiones o empresas eléctricas. Es preciso identificar los objetivos finales de la DVMC y facilitar el camino para llegar a ellos mediante la implementación de proyectos de redes inteligentes, teniendo en cuenta que éstos sean rentables y estén enfocados directamente a los objetivos estratégicos de la DVMC.

Como cada empresa eléctrica o división tiene sus propias prioridades no todas cuentan con todos o con los mismos proyectos de red eléctrica inteligente implementados, cada proyecto debe ser elegido para corregir una o varias áreas de oportunidad que tenga la

empresa, por lo tanto se van implementando paulatinamente conforme los recursos lo permitan.

Las redes inteligentes no son una revolución instantánea, sino una evolución constante, que tiene que incluir el cliente, así como a los proveedores de energía y productores. La implementación de la red eléctrica inteligente se divide en tres etapas estratégicas, las cuales se muestran en la siguiente figura [18]:

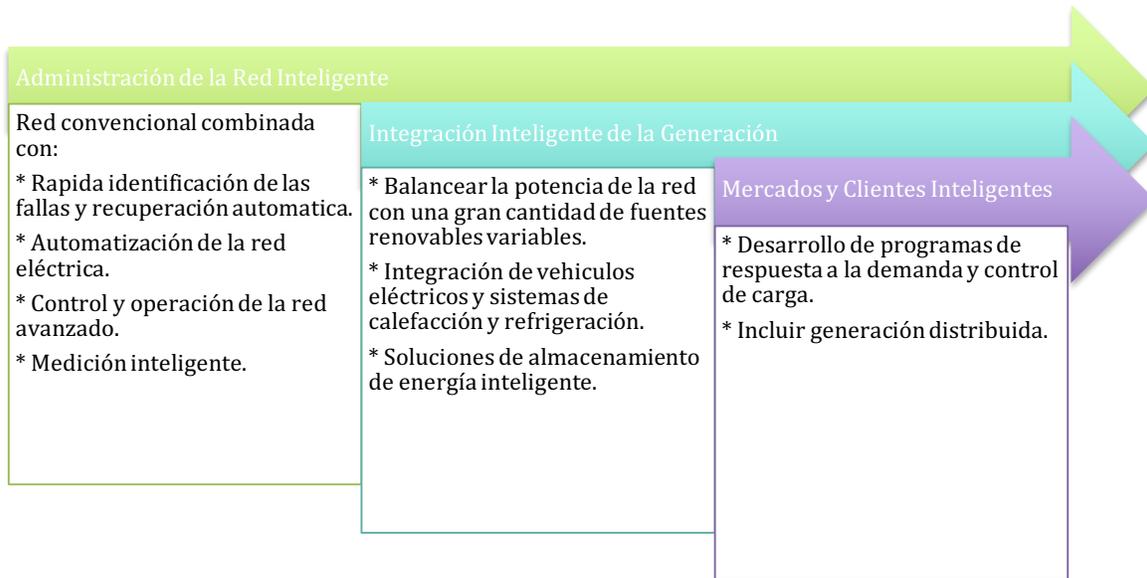


Figura 4.1 Etapas estratégicas para la implementación de la REI.

El principal motivador de la DVMC para implementar las redes inteligentes es el cliente, seguido de la gestión de recursos y en tercer lugar la operación de la red, dejando hasta un cuarto lugar la sustentabilidad lo cual se contrapone con el modelo europeo quienes anteponen la sustentabilidad aún antes que el cliente.

Las perspectivas definidas por la DVMC son:

Tabla 4.1 Perspectivas para las Redes eléctricas inteligentes de la CFE.

No.	Perspectiva	Objetivo
1.	Cliente	Habilitar al cliente con mejor información, en tiempo real y opciones tarifarias para que sea capaz de administrar su consumo y obtener beneficios de ello.
2.	Gestión de Recursos	Optimizar el uso de la infraestructura instalada e incrementar la eficiencia de los procesos.
3.	Operación de la Red	Gestionar la operación automatizada de la red con información de sistemas avanzados de análisis dinámico y control.
4.	Sustentabilidad	Facilitar la integración de generación renovable, vehículos eléctricos y esquemas de almacenamiento de energía
5.	Tecnologías de Información y Comunicaciones	Implementar una arquitectura empresarial de tecnologías de información y comunicaciones eficientes alineada a los procesos con interoperabilidad y seguridad.

A continuación se describe la visión que deberá tener la empresa para cada una de las perspectivas mostradas en la tabla anterior [7].

- **Incrementar la satisfacción del cliente:** La empresa deberá proporcionar al cliente un buen servicio, que contempla el suministro de energía de calidad, disminución del tiempo de interrupción, medición avanzada, así como el desarrollo de una serie de servicios que le aporten beneficios como opciones para efectuar los pagos de facturas, información de su consumo en tiempo real, atención de anomalías, etc.
- **Eficiencia económica:** La empresa deberá recuperar sus inversiones de proyectos, esto significa que ocupará toda su infraestructura nueva (activos, tecnología) para llevar a cabo los servicios a un bajo costo y con un alto nivel de ganancias.
- **Confiabilidad del suministro de energía:** La confiabilidad de la red está basada en la Seguridad Operativa de la misma, se dice que una red eléctrica es confiable si opera continuamente sin fallas.
- **Sustentabilidad:** Este término también conocido como “Desarrollo sustentable” establece que se debe “Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades”.

Es decir, lo que se propone es satisfacer las necesidades de la actual generación pero sin que por esto se vean sacrificadas las capacidades futuras de las siguientes generaciones de satisfacer sus propias necesidades, algo así como la búsqueda del equilibrio justo.

Aunque México no está obligado por ningún convenio internacional a satisfacer metas cuantitativas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el Gobierno Federal ha trabajado en la definición de metas propias que muestren la voluntad de nuestro país de actuar contra el cambio climático. En términos energéticos, para el 2021, el 26% de la capacidad de generación de electricidad provendrá de fuentes renovables y ya se realizan programas de apoyo para sustituir refrigeradores, enfriadores de aire y focos incandescentes los cuales permiten el ahorro energético.

4.3 Arquitectura Propuesta para la Implementación de la REI

La red eléctrica inteligente es un conjunto de sistemas informáticos interactuando entre sí. Para lograr esta interacción es necesario que estos sistemas tengan comunicación entre sí. Actualmente la mayoría de los sistemas legados que se encuentran operando en la DVMC tiene comunicación con uno o más sistemas, pero esta comunicación solo es de un sistema a sistema otro directamente, lo cual aumenta los enlaces a realizar y

cada uno de ellos representa tiempo, costo y un punto de falla extra para la empresa. A continuación se muestra una figura que representa los múltiples enlaces entre diferentes sistemas.

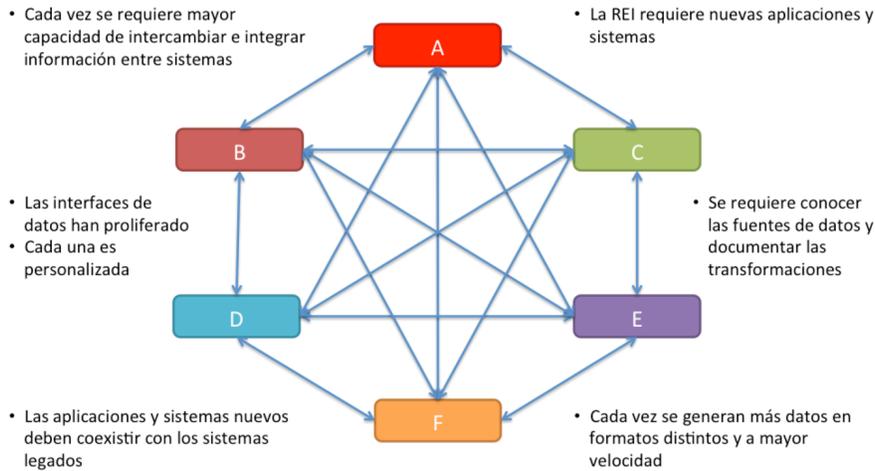


Figura 4.2 Topología actual entre sistemas informáticos de la DVMC.

La pieza medular de la arquitectura de la REI propuesta para la DVMC es el Modelo de Información Común, basado en los estándares IEC-61968 e IEC-61970, en este bus de información, deberán converger los sistemas legados y los nuevos sistemas, para que de una manera ordenada y segura cada uno de los sistemas tenga la información que necesite de los otros sistemas.

A continuación se presenta la topología propuesta para los sistemas informáticos de la DVMC.

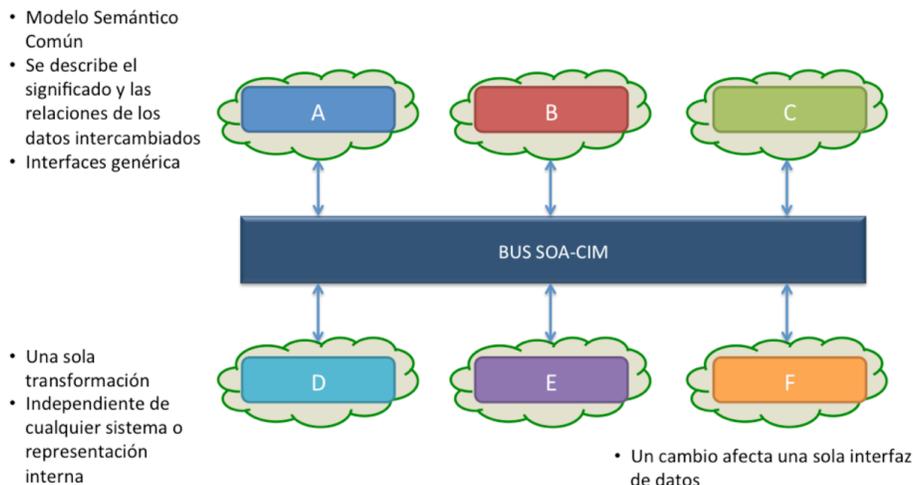


Figura 4.3 Topología propuesta para los sistemas informáticos de la DVMC.

Realizar el enlace de un sistema al bus de información común (CIM) toma mucho más tiempo y esfuerzo que realizar el enlace entre un sistema y otro, primero se deben realizar adaptadores de cada sistema al bus CIM para lo es necesario modelar todos lo elementos del sistema en Lenguaje Unificado de Modelo (UML) *Unified Modeling Language*.

En un futuro no solo será la DVMC o CFE distribución quien requiera acceso a la información contenida en el bus, sino que habrá la necesidad de compartir datos con otras empresas o dependencias como transmisión, comercialización, generación etcétera, por lo tanto debe haber un organismo regulador o un grupo de reguladores para que el modelo UML este unificado.

El modelo UML de una subestación de la DVMC deberá ser el mismo para las otras empresas mencionadas, garantizando de esta manera que la interacción entre diferentes dependencias sea mucho mas ágil.

En la arquitectura propuesta en base a la topología CIM para la DVMC se consideran también los sistemas del proceso de comercialización, aun cuando Distribución y Comercial se dividan en dos empresas diferentes estas dos deberán seguir compartiendo información entre sus sistemas. A continuación se muestra la topología con mas detalles de cada uno de los sistemas que se conectarán al BUS CIM.

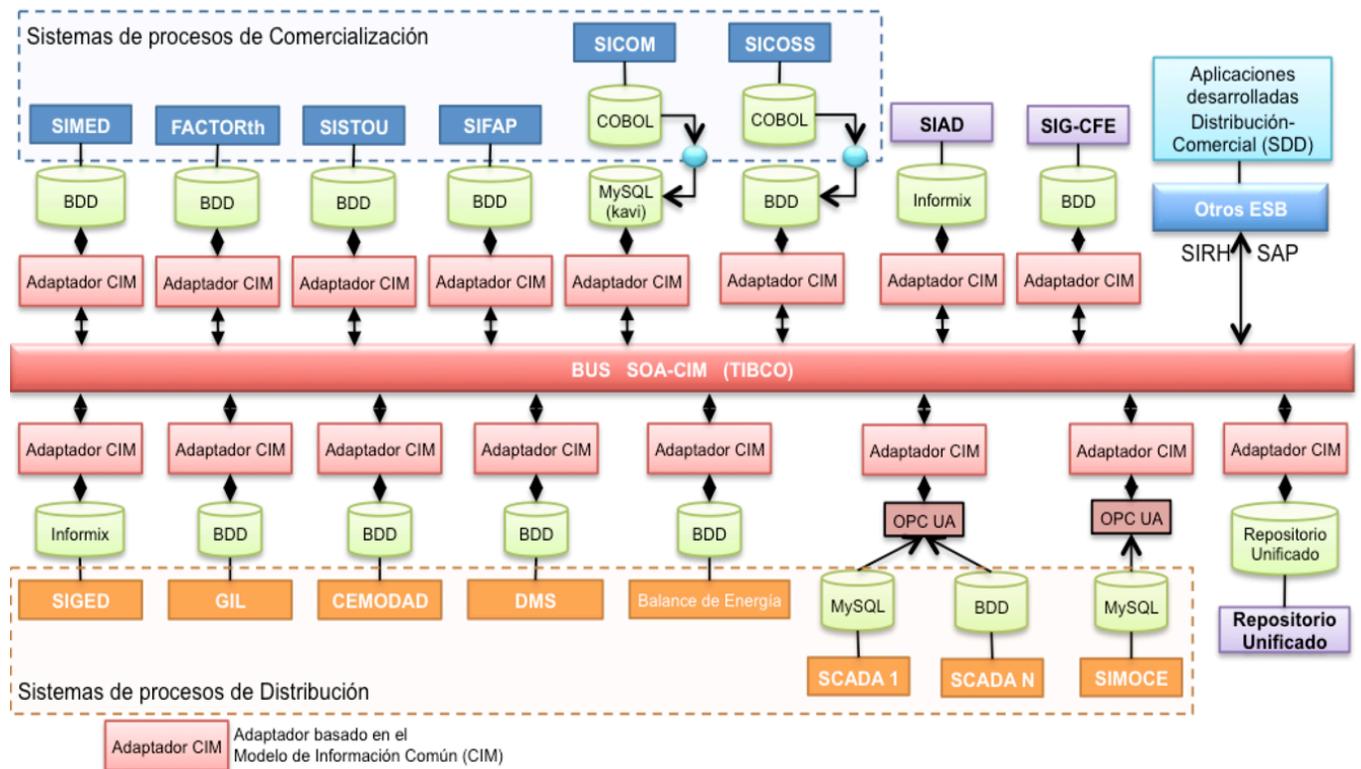


Figura 4.4 Arquitectura propuesta para la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC.

4.4 Mapa de Ruta para la Implementación de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC

Mapa de ruta se define como: “un proceso de planeación tecnológica basada en las necesidades de la organización, para ayudar a identificar, seleccionar y desarrollar alternativas tecnológicas para satisfacer un conjunto de necesidades”.

Es un documento generado por un proceso denominado roadmapping. Identifica (para un conjunto de necesidades) los requerimientos críticos del sistema, los objetivos del proceso y su rendimiento y las alternativas tecnológicas e hitos para cumplir con esos objetivos.

Un mapa de ruta identifica los “caminos” a seguir para cumplir con ciertos objetivos de la organización. Un solo camino puede ser seleccionado y desarrollado, sin embargo, si existe una gran incertidumbre o riesgo, varios caminos pueden ser seleccionados y ejecutados de forma concurrente. Se identifican objetivos precisos, lo que ayuda a enfocar recursos de las tecnologías críticas que son necesarias para cumplir esos objetivos. Este enfoque es importante porque permite que las inversiones sean usadas de manera más efectiva.

El technology roadmapping (o proceso de desarrollo de un mapa de ruta) conjunta a los expertos para desarrollar un marco de trabajo que les permita organizar y presentar la información crítica, para tomar las decisiones de inversión apropiadas, que permitirán apalancar dichas inversiones. Permite también identificar la necesidad de un producto, presentarlo en forma de mapa a través de alternativas tecnológicas y desarrollar planes de proyecto, para asegurar que las tecnologías requeridas estarán disponibles cuando sea necesario.

Este proceso provee una manera de desarrollar, organizar y presentar información sobre los requerimientos críticos y objetivos de rendimiento que deben ser satisfechos en ciertos periodos de tiempo; identifica tecnologías que necesitan ser desarrolladas para cumplir con esos objetivos y, provee la información necesaria para hacer intercambios entre diferentes alternativas tecnológicas [18].

Los periodos de tiempo que se consideran en este mapa de ruta son:



Figura 4.5 Periodos de tiempo considerados en el Mapa de Ruta.

En el corto plazo se debe lograr tener una “administración de la red eléctrica inteligente, en el mediano plazo el objetivo es la “integración inteligente de la generación” y en el largo plazo se buscará la inclusión de “mercados y clientes inteligentes”

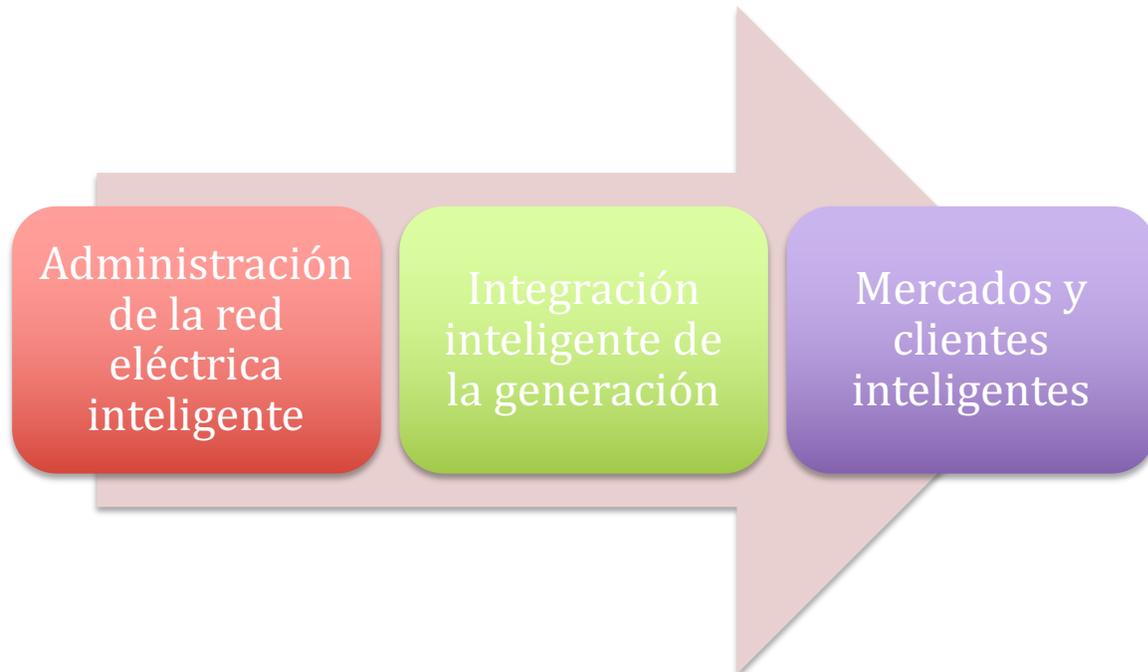


Figura 4.6 Objetivos en el corto, mediano y largo plazo.

4.4.1 Actividades a Corto Plazo

4.4.1.1 Administración de la Red Eléctrica Inteligente

En esta etapa se combina la red eléctrica convencional con las nuevas tecnologías en busca de 5 objetivos principales:

- Rápida identificación de las fallas.
- Automatización de la red eléctrica.
- Control y operación de la red eléctrica avanzados.
- Medición inteligente.
- Integración de sistemas al BUS CIM.

4.4.1.2 Rápida Identificación de las Fallas

Para lograr identificar rápidamente las fallas, es preciso contar con la mayor cantidad de equipo telecontrolado y monitoreo remoto, ya que no basta con saber qué circuito de distribución (media tensión) está fallado pues en promedio éstos tienen 8 km de longitud, si le sumamos el tráfico de la ciudad de México, identificar el lugar donde ocurrió una falla se vuelve una tarea prolongada. Para reducir este tiempo es preciso

contar con restauradores ubicados estratégicamente cada 2000 usuarios o 2 kilómetros de distancia aproximadamente, sobre la troncal del circuito. Este paso ya está implementado en la DVMC.

En la siguiente figura se muestra una configuración típica de dos circuitos de distribución.

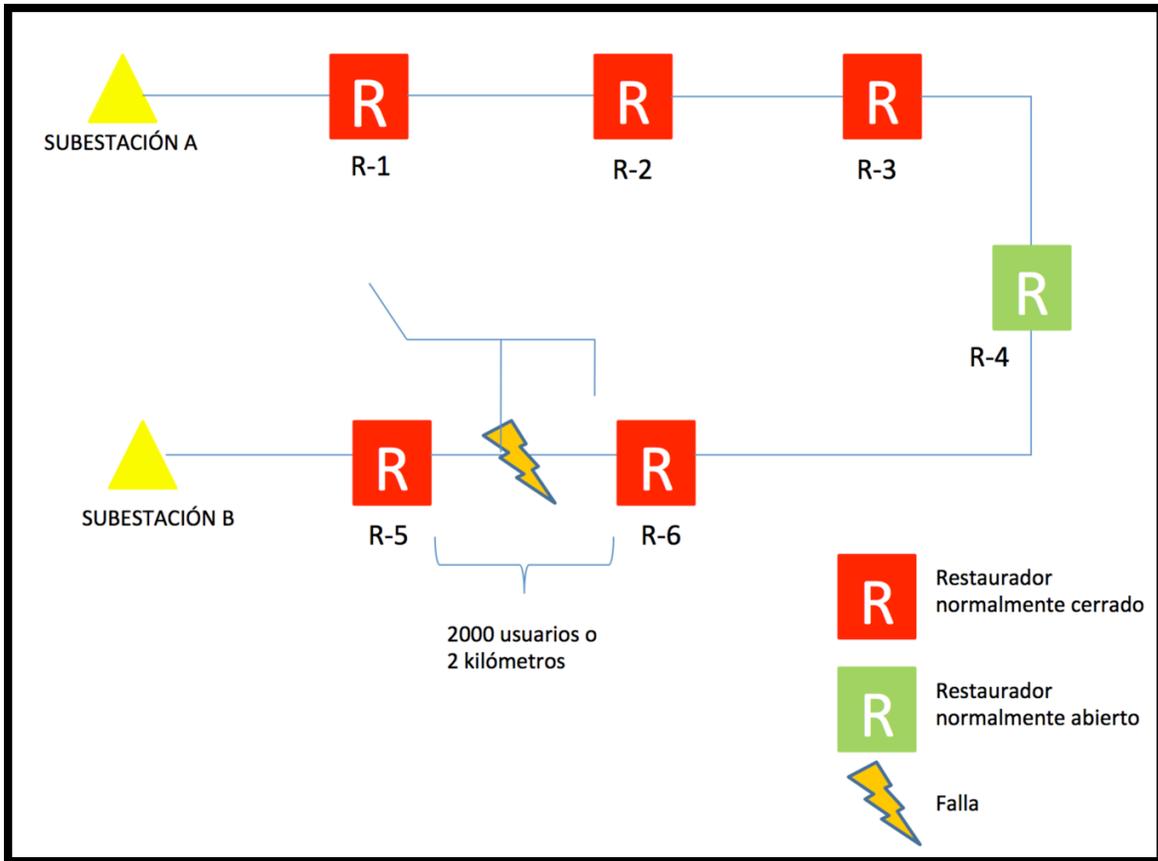


Figura 4.7 Configuración típica actual de un circuito de media tensión en la DVMC.

Cuando en el sistema SCADA llega la alarma de un restaurador indicando que este registró una corriente de falla, el operador tiene una incertidumbre de 2 kilómetros aproximadamente.

Colocar más restauradores intercalados para reducir la distancia de 2 km, resultaría muy caro por el elevado costo de estos equipos, por lo cual para identificar más rápidamente las fallas, la propuesta es colocar indicadores de falla entre cada restaurador y en las derivaciones a ramales.

Un indicador de falla es un dispositivo el cual al detectar la corriente de falla, enciende una luz por lo general de color rojo, además puede enviar alarmas al sistema SCADA.

Al ser mucho más económicos que un restaurador, este dispositivo permite identificar más rápidamente el lugar del circuito donde ocurrió la falla.

En la siguiente figura se muestra el mismo circuito típico ahora con indicadores de falla entre cada restaurador.

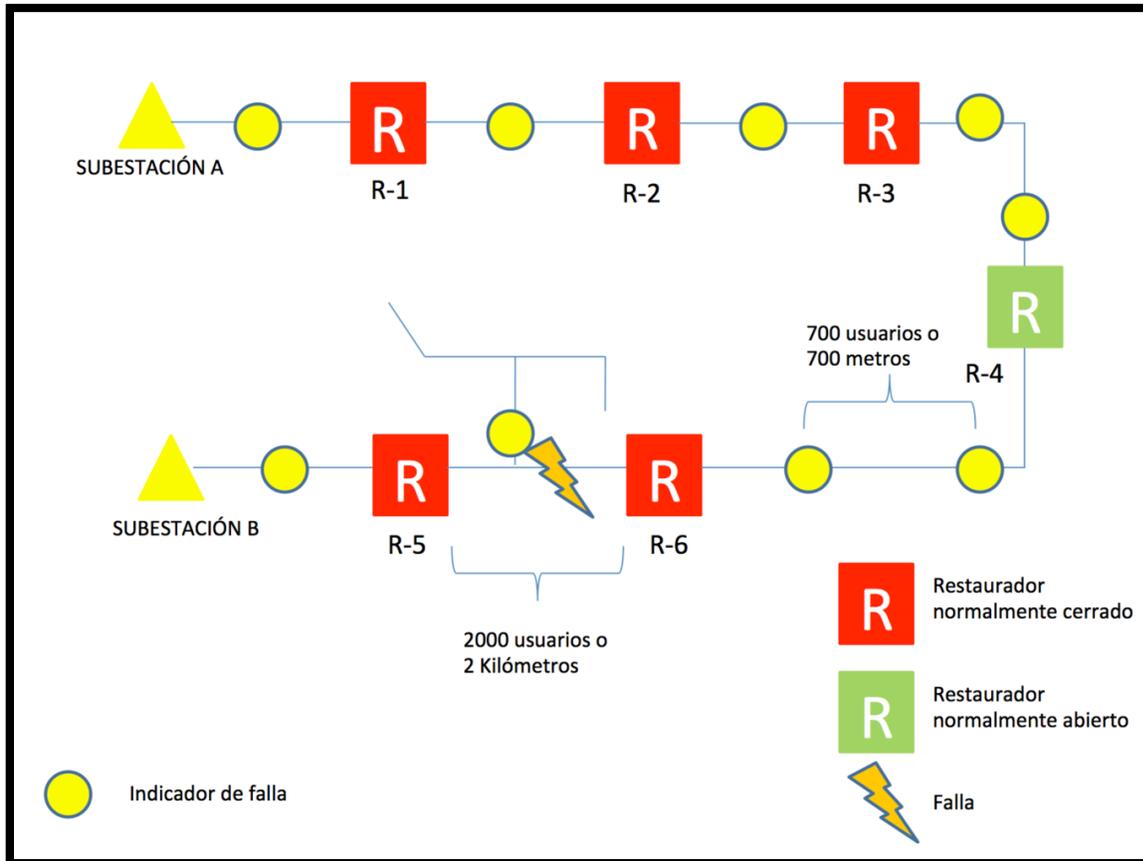


Figura 4.8 Propuesta de colocar indicadores de falla entre cada restaurador.

Al tener indicadores de falla entre cada restaurador existe una menor incertidumbre sobre el lugar donde ocurrió la falla, disminuyendo así el tiempo de interrupción por usuario por lo tanto mejora la imagen de la empresa ante los clientes, además permite optimizar los recursos de la empresa.

Sin embargo si la falla ocurre en baja tensión opera el fusible del transformador de distribución, por lo tanto ni el restaurador ni el indicador de falla que se encuentren del lado fuente del transformador detectan la corriente de falla, con lo cual no hay alarma en el SCADA y en estos casos es necesario esperar a que el usuario realice una llamada para reportar la falta de servicio. El tiempo para atender este tipo de fallas queda fuera del control de la empresa.

Con el fin de tomar el control del tiempo de atención para las fallas de baja tensión se propone la implementación de dispositivos que indiquen de manera remota el status de los transformadores de distribución, además de medir voltaje y corriente para posteriormente, si se cuenta con un proyecto AMI, realizar balances de energía entre el medidor del transformador y los medidores de los usuarios finales.

En la siguiente figura se muestra una falla en el lado secundario del transformador de distribución.

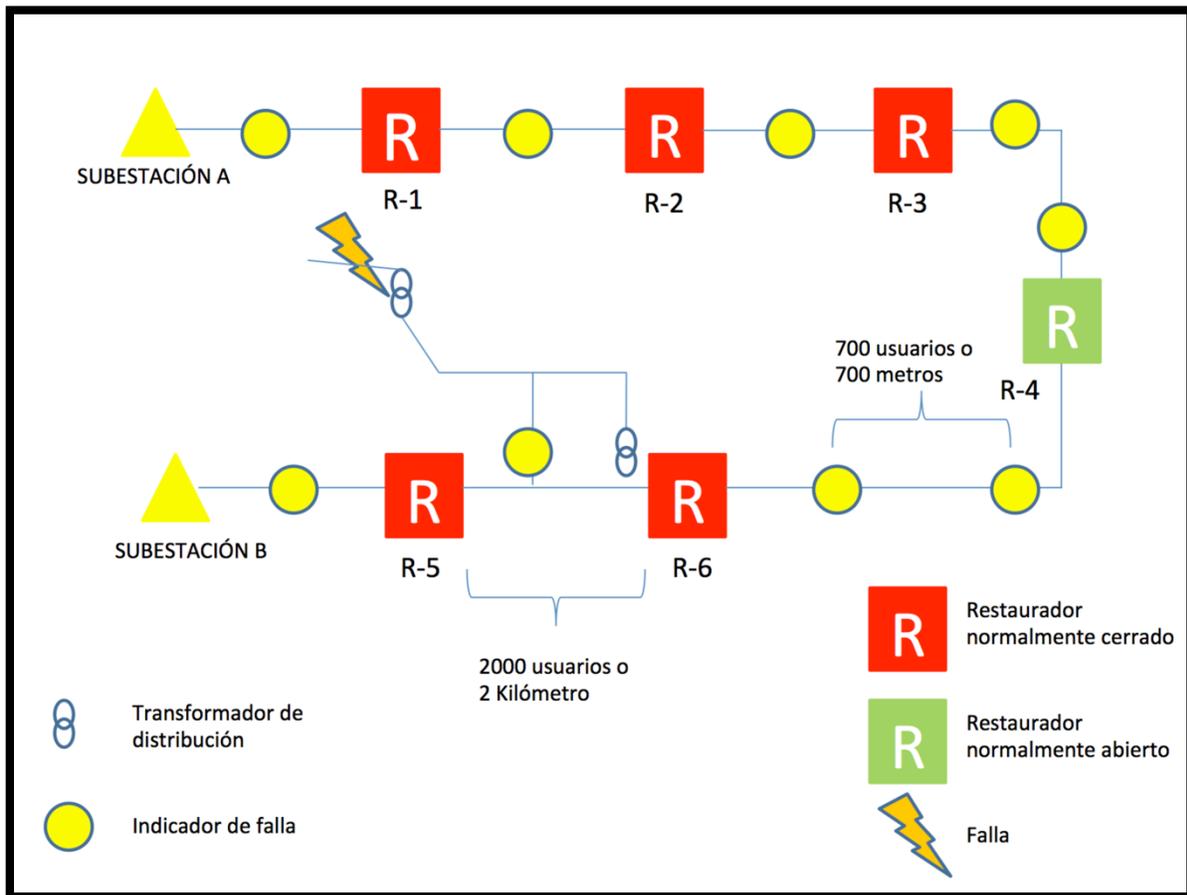


Figura 4.9 Propuesta de monitorear transformadores de distribución.

4.4.1.3 Automatización de la Red Eléctrica de Distribución.

Actualmente en la DVMC el EPROSEC se encuentra telecontrolado, esto permite que el operador en un tiempo relativamente rápido pueda realizar los ajustes en la red, para seccionar el tramo de circuito fallado lo más rápido posible, dejando así la menor cantidad de clientes afectados por cada falla.

A continuación se muestra un ejemplo practico:

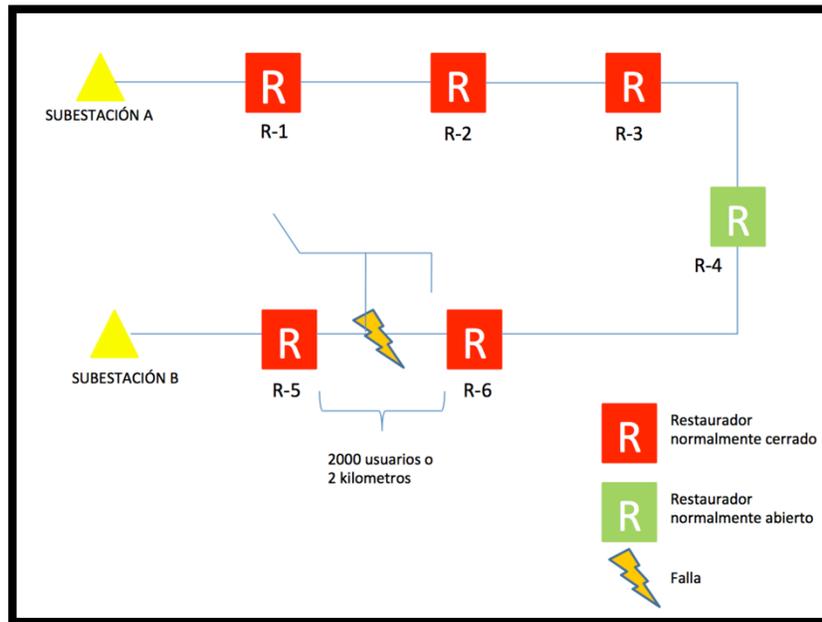


Figura 4.10 Falla entre el restaurador R-5 y R-6.

Al presentarse una falla permanente entre R-5 y R-6, el equipo R-5 realiza sus tres intentos de cierre resultando estos negativos, por lo cual pasa a la posición de abierto y bloqueado, dejando sin servicio de energía eléctrica a 4,000 usuarios aproximadamente.

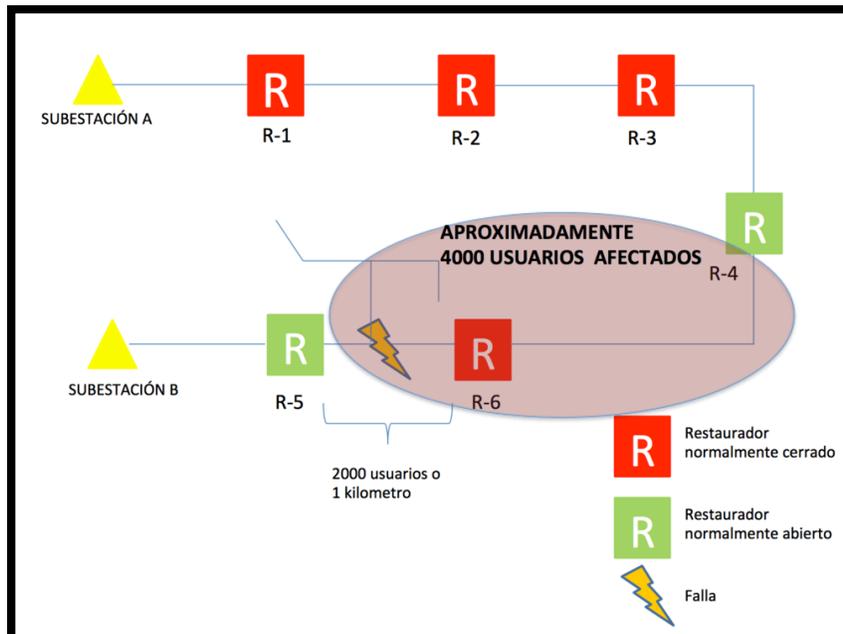


Figura 4.11 El restaurador R-5 abre y se bloquea.

Una vez que ocurre esto cae la alarma enviada por R-5 en el sistema SCADA, cuando el operador ve la alarma procede a realizar mandos en los otros restauradores involucrados para energizar la mayor cantidad de clientes posibles, cabe mencionar que al realizarse de forma manual existe la posibilidad que el operador se demore un tiempo considerable en ver la alarma o que la vea pero tenga otra emergencia en algún otro circuito.

En este caso el operador envía el comando de apertura para R-6 y una vez que recibe la confirmación de apertura del propio R-6, envía el comando de cierre para R-4 alimentando desde el otro alimentador la sección de circuito entre R-4 y R-6, dejando únicamente a 2000 usuarios sin energía aproximadamente.

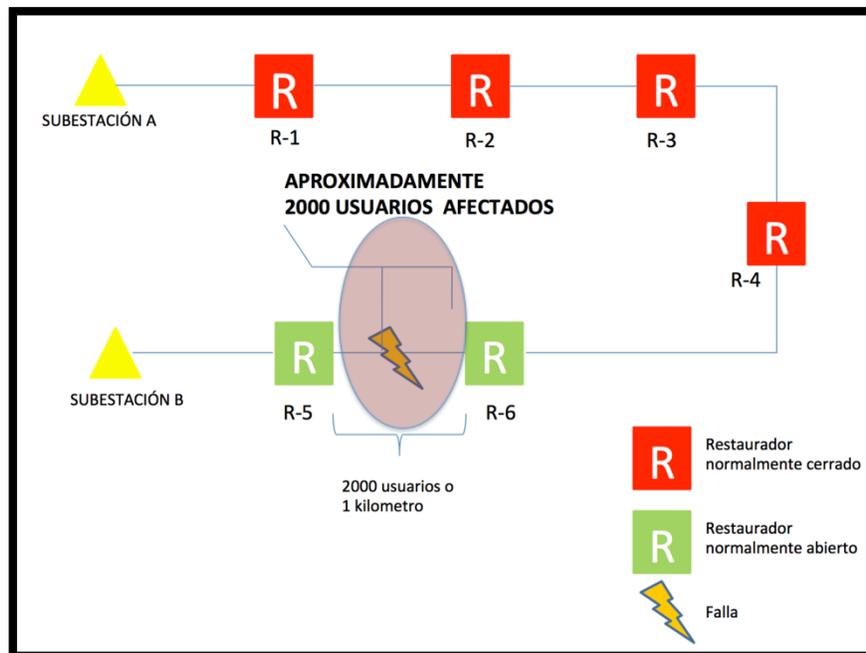


Figura 4.12 Circuito seccionado dejando la mínima cantidad de usuarios afectados.

Estas maniobras descritas se pueden realizar de forma automática y sin la participación del operador. A esto se le llama automatización de la distribución, la cual puede ser de dos tipos:

Automatización Centralizada: en este tipo de automatización la Unidad Central Maestra y el Sistema SCADA realizan las maniobras en forma automática, con lógicas previamente establecidas por el operador, la principal desventaja de este tipo de automatización es que depende 100 por ciento de la comunicación con los restauradores en campo, ya que si uno de ellos está fuera de comunicación en el momento de la falla la mayor parte de las veces se suspende la lógica de maniobras o se tienen que dejar más clientes afectados, esto depende de las diferentes topologías de los circuitos de distribución.

Automatización Descentralizada: Las maniobras se ejecutan de manera local en campo por los propios restauradores, apoyándose con sus equipos de control y sensores, este tipo de automatización también se le conoce como tiempo-voltaje ya que los restauradores detectan la presencia o ausencia de potencial e inician temporizadores para realizar lógicas previamente establecidas. Aun cuando este tipo de automatización no depende del sistema de comunicación, su principal desventaja es que al no tener los restauradores una visión general del status de los circuitos es necesario alimentar el tramo del circuito fallado con el circuito de enlace. La coordinación de protecciones debe evitar que la falla se propague hacia el circuito sin falla, de lo contrario es posible que se dejen clientes sin servicio del circuito de enlace. Aún cuando la comunicación no es necesaria, los equipos que cuenten con comunicación reportan su status al sistema SCADA, para que el operador se entere de lo que está ocurriendo en automático con los restauradores,

Aunque la DVMC cuenta con los elementos necesarios para realizar cualquiera de los dos tipos de automatizaciones mencionados, se deberá elegir cuál tipo aplica mejor en cada caso tomando en cuenta el histórico de la eficiencia de la comunicaciones de los restauradores, tipo de usuarios, cargas, entre otros factores.

La automatización de la distribución es uno de los proyectos que debe implementarse en el corto plazo, pues ya no es necesaria una inversión, ya se tienen los restauradores, el sistema de comunicaciones y la UCM, de esta manera se puede aumentar la confiabilidad de los circuitos, mejorar la percepción del cliente y reducir el uso de los activos al momento de encontrar y restablecer una falla.

4.4.1.4 Control y Operación de la Red Eléctrica Avanzados

El control y la operación de la red en la DVMC actualmente se realiza mediante el sistema SCADA y manualmente se toman mediciones históricas del SIMOCE para planear las libranzas y maniobras necesarias en la red; actualmente se enfoca primordialmente en garantizar la confiabilidad de la sistema eléctrico de distribución sin violar los parámetros establecidos de voltaje y corriente.

Para dar el siguiente paso en la operación y control de la red es necesario hacer análisis de flujos y estimaciones de estado, en tiempo real o con una diferencia muy pequeña de tiempo, para ello es necesaria la adquisición de un DMS puesto que se tiene actualmente un simulador DMS pero al ser un simulador tiene un retraso de la información a veces de días por que toma históricos de SIMOCE.

En el momento que se cuente con un DMS, será posible hacer maniobras en la red no solo en función de la continuidad del servicio, sino orientados a la calidad de la energía y estabilidad del voltaje, evitando así entregar valores menores o mas altos de lo establecido, ya que esto incrementa las pérdidas técnicas.

4.4.1.5 Medición Inteligente

Sin lugar a dudas en el corto plazo es necesario la integración de la medición inteligente, implementando proyectos AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) ya que éstos cuentan con comunicación bidireccional entre la empresa y el medidor y no AMR (*Automatic Meter Reading*) ya que este último sólo cuenta con comunicación unidireccional desde el medidor hacia la empresa.

Es indispensable que los medidores cuenten con comunicación bidireccional para desarrollar los proyectos de cliente inteligente, gestión de la demanda e incrementar la aceptación del cliente enviándoles mensajes desde la empresa distribuidora.

Cuando existan las tarifas horarias para usuarios finales, durante la hora pico de la demanda, momento en el que la energía es más cara, se podrá enviar un mensaje al medidor o a alguna aplicación para teléfono móvil del usuario, indicándole que en ese momento la energía tiene un costo más elevado, motivando de esta manera que el usuario decida utilizar la menor cantidad de energía en ese momento.

Por otro lado la instalación de proyectos AMI permite ahorrar el gasto que representa la toma de lecturas, incrementa la precisión de la medición ya que se instalan medidores de última tecnología, facilita encontrar usuarios ilícitos ya que se modifican todas las concentraciones de medidores y permite tener una trazabilidad de las mediciones de cada usuario, pues las lecturas tienen la periodicidad que la empresa decida.

La DVMC cuenta actualmente con actualmente con 50,000 medidores AMI y existen proyectos para adquirir más medidores de este tipo.

La información de estas mediciones acumulada en los servidores de cada proyecto AMI, es tan valiosa como el uso que se le de.

4.4.1.6 Necesidad de un MDM

Acumular información no es el objetivo de una red inteligente, el verdadero reto es saber qué hacer con esa información, ponerla disponible para quien la necesite y desarrollar aplicaciones que permitan llegar a las metas y objetivos.

Con la integración de los proyectos AMI es necesario un sistema que gestione todas estas mediciones, las procese, proporcione reportes y suba esta información al bus CIM para que esté disponible para cualquier otro sistema que la requiera.

Cada uno de los proyectos AMI tiene su propio tipo de medidor y software propietario para la comunicación con los medidores y para concentrar la información de los diferentes proyectos es necesario un MDM, quien se encarga de recopilar las

mediciones de cada uno de los servidores de los sistemas AMI y proporciona reportes para facturar, identificar pérdidas y otros reportes que la empresa necesite.

4.4.1.7 Integración de Sistemas al BUS CIM

La CFE adquirió un sistema de información común, el cual está listo para conectarle sistemas, por lo tanto es indispensable que la DVMC conecte sus aplicaciones al BUS para que éstas puedan compartir información de una manera rápida y sencilla con las demás aplicaciones.

A continuación se muestran los principales sistemas legados que se deben agregar prioritariamente los cuales son: sistema comercial, sistema integral para la administración de distribución, SCADA, sistema nacional para la atención de emergencias geográfico y administrativo y gestión integral de libranzas.

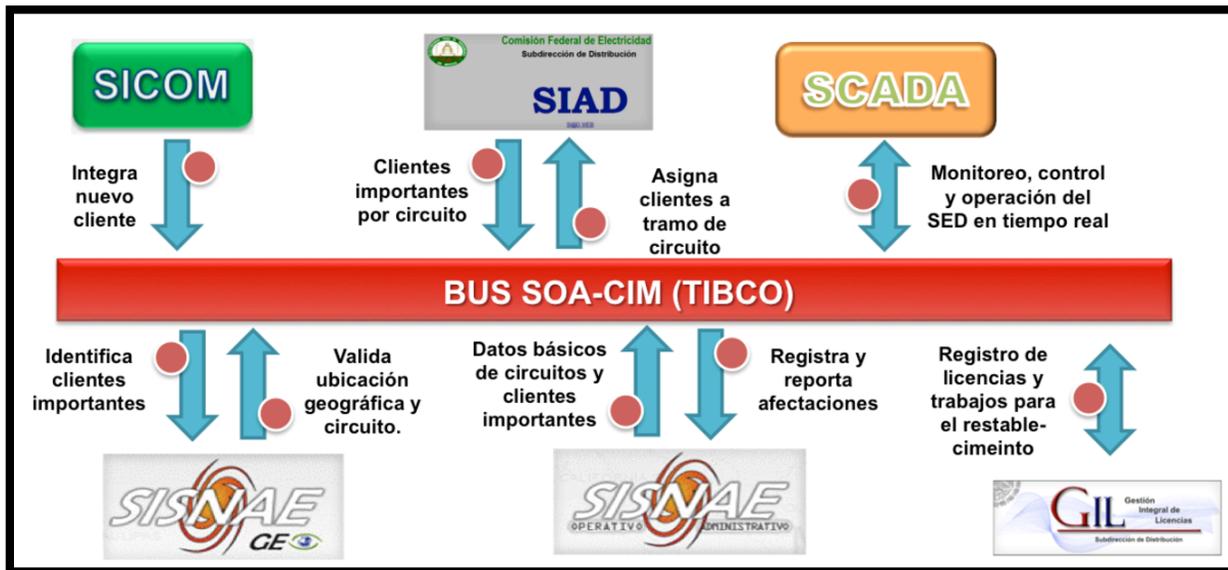


Figura 4.13 Sistemas prioritarios que deben ser conectados al BUS CIM.

En resumen las actividades que deberán realizarse en el corto plazo son las siguientes:

Resumen Corto Plazo:

- Instalación de indicadores de falla.
- Monitoreo remoto de transformadores de Distribución.
- Automatización de la red de Distribución.

- Integración de sistemas al BUS CIM.
- Adquisición de un DMS.
- Continuar la instalación de proyectos AMI.
- Adquisición de un MDM.

4.4.2 Actividades a Mediano Plazo

4.4.2.1 Integración Inteligente de la Generación

En el mediano plazo se espera que la cantidad de fuentes renovables variables se incremente a gran escala, por lo que la red eléctrica debe estar preparada para aceptar este tipo de generación sin afectar la confiabilidad y manteniendo los niveles de tensión dentro de los límites establecidos, para esto será necesario que el DMS esté operando correctamente, realizando análisis de flujos y reconfigurando la red en función de los parámetros obtenidos desde campo, con mediciones en tiempo real, por lo que deberá tener disponible información del MDM y SIMOCE.

Además los requerimientos para los nuevos generadores deberán incluir medidores bidireccionales y equipo de protección y seccionamiento, ambos con comunicación remota hasta el centro de control de distribución.

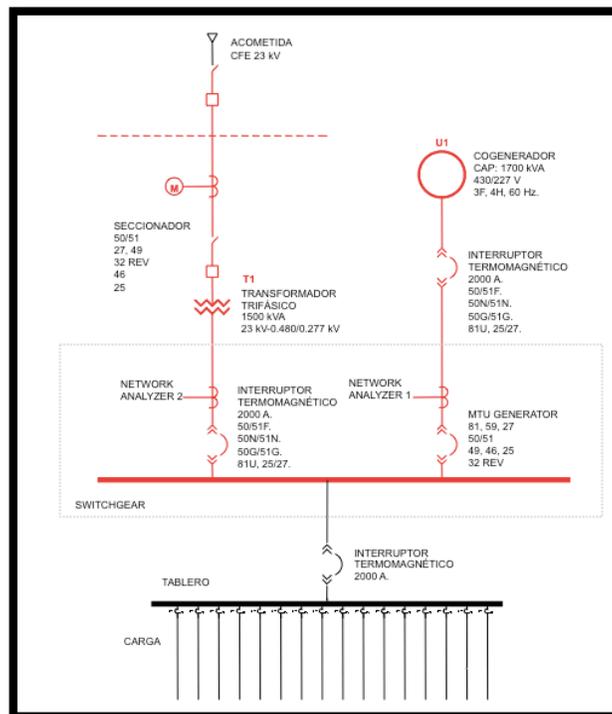


Figura 4.14 Ejemplo de diagrama de interconexión de un cogenerador a la red eléctrica de CFE.

4.4.2.2 Balancear la Potencia de la Red con una Gran Cantidad de Fuentes Renovables

La toma de decisiones con oportunidad es indispensable al momento de operar la red eléctrica, al contar en el sistema DMS con la medición y la posibilidad de conectar o desconectar las fuentes de energía a la red mediante el EPROSEC, será posible operar la red en base a las condiciones operativas de ésta.

Actualmente los restauradores normalmente abiertos son elegidos en base a la confiabilidad y a la carga promedio de los circuitos de media tensión, la ubicación de los equipos normalmente abiertos rara vez es cambiada, pero en el mediano plazo al contar con mediciones y el DMS, será posible mover los puntos normalmente abiertos en automático para balancear la red en ciertos horarios logrando así una operación de la red más económica para la empresa.

En la siguiente figura se muestran dos alimentadores con diferentes cargas.

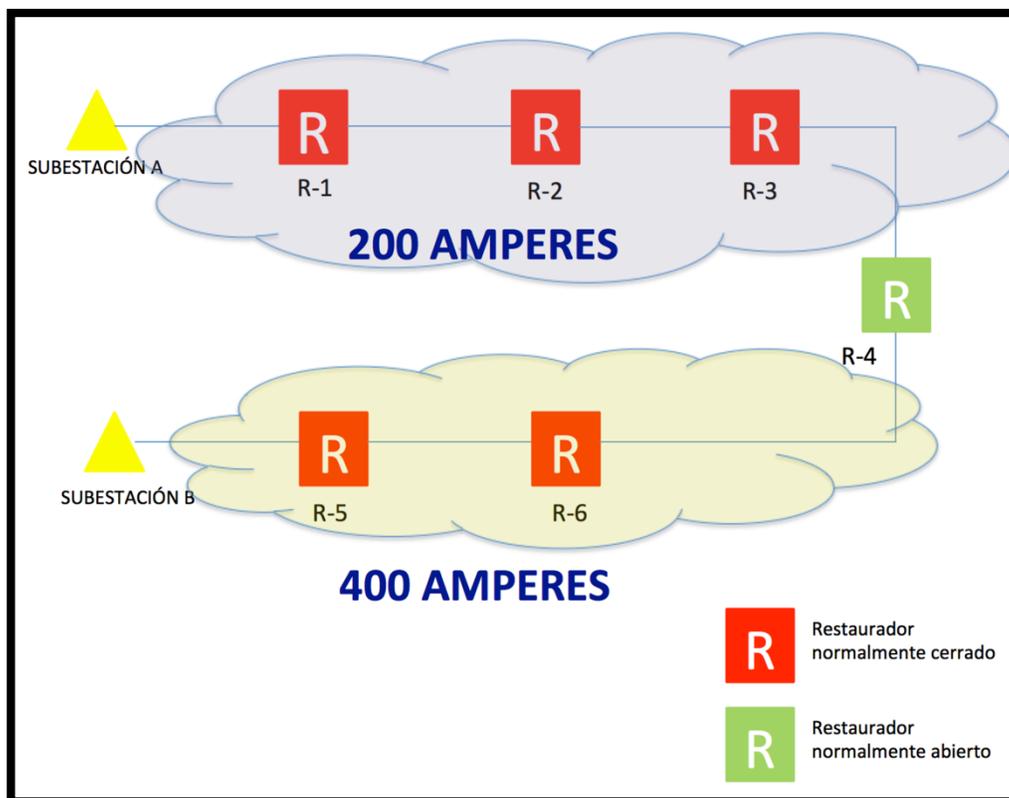


Figura 4.15 Topología típica de dos circuitos de media tensión con cargas desbalanceadas.

En los circuitos convencionales la gráfica de la demanda es sumamente predecible pero en las nuevas topologías de red tomando en cuenta la incorporación de nuevas fuentes generadoras variables, conectadas directamente en la red de distribución, las

condiciones operativas de los circuitos estarán cambiando constantemente a lo largo del día.

Para estar preparados ante esa evolución de la red eléctrica, el DMS deberá contar con información sobre el estado de la red proporcionado por el SCADA, y las mediciones provistas por MDM y SIMOCE, de esta manera el DMS podrá realizar reconfiguraciones en la red eléctrica para balancear o mejorar las condiciones eléctricas de los circuitos de media tensión, moviendo el punto normalmente abierto en base a las condiciones del circuito.

En el siguiente ejemplo se observa cómo se movió el punto normalmente abierto, el cual previamente se encontraba en R-4 y ahora se encuentra en R-6 balanceando así las cargas de ambos alimentadores.

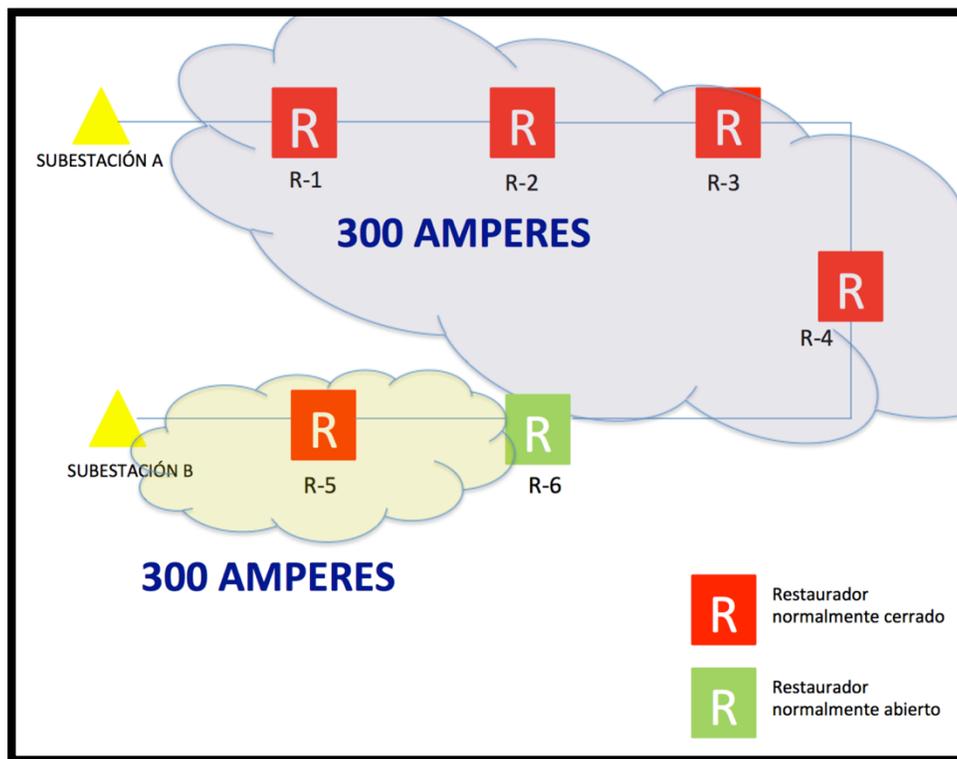


Figura 4.16 Circuitos de Media Tensión reconfigurados en base a condiciones de la red.

4.4.2.3 Integración de Vehículos Eléctricos y Sistemas de Calefacción y Refrigeración

El aumento del uso de vehículos eléctricos revolucionara la manera de consumir la energía, cambiando sin duda alguna las gráficas de demanda de cada circuito, puesto que este tipo de vehículo puede consumir energía de la red pero también puede entregar energía a esta.

Son tres los aspectos principales que se deben tomar en cuenta para que la medición éste a la altura de las necesidades de las personas que posean este tipo de coches.

- Medición bidireccional.
- Facturación a una misma persona, sin importar donde consuma energía.
- Capacidad de enviar mensajes al usuario.

La medición bidireccional es indispensable pues el usuario consumirá o entregará energía a la red eléctrica. Por lo tanto, la empresa suministradora deberá tener la capacidad de conocer estas dos cantidades para ser tomadas en cuenta en cada facturación por la empresa comercializadora.

La empresa comercializadora deberá proporcionar todas las facilidades a los usuarios de vehículos eléctricos, para que puedan cargar su vehículo en diferentes partes de la ciudad, direccionando la facturación de la energía consumida hacia la persona indicada. Por lo que será necesaria la creación de dispositivos electrónicos que indiquen al medidor a quien le cobraran la energía consumida en ese momento.

Considerando la penetración de tarifas horarias domesticas, estas serán la pauta para que los propietarios de vehículos eléctricos decidan cuando cargar la batería de su coche o cuando descargarla entregando la energía de esta hacia la red eléctrica. Para ello, la empresa deberá tener la capacidad de enviarle mensajes al usuario directamente a la pantalla del medidor, mediante una aplicación para teléfonos móviles inteligentes, portal web o cualquier medio que permita que el usuario conozca el precio de la energía en ese momento. Con base en esto los usuarios también decidirán cuando utilizar su refrigeración y calefacción.

4.4.2.4 Soluciones de Almacenamiento de Energía Inteligente

El almacenamiento de la energía es un tema de suma importancia, el desarrollo de nuevas tecnologías de baterías hacen posible almacenar energía cada vez en mayores cantidades, la penetración de los BESS (*Battery Energy Storage Systems, Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías*) se va incrementando alrededor del mundo.

En la DVMC aún no se cuenta con ningún proyecto de este tipo, sin embargo en el mediano plazo es indispensable que la red eléctrica de distribución este preparada para la inclusión de este tipo de sistemas de almacenamiento, los cuales tienen la particularidad de que no solo entregan energía a la red, sino en determinados momentos también la consume. Esto podría ocasionar desbalances en los circuitos de media tensión, provocarnos problemas con la calidad de la energía.

La operación de los circuitos de media tensión involucrados deberá de tomar en cuenta los cambios en el flujo de la energía y monitorear constantemente la información de los

medidores encontrada en el MDM. Para evitar que se violen los parámetros de voltaje alrededor de la red eléctrica.

Resumen Mediano Plazo:

- Interoperabilidad entre DMS-MDM-SIMOCE-SCADA-GIS.
- Integración a la red de media tensión de fuentes renovables.
- Balance automático de alimentadores de media tensión.
- Integración de vehículos eléctricos.
- Medición bidireccional.
- Facturación personalizada sin importar el lugar donde se consuma la energía.
- Integración de BESS a la red de media tensión.

4.4.3 Actividades a Largo Plazo

4.4.3.1 Mercados y Clientes Inteligentes

Una vez que se tenga una correcta administración de la red eléctrica inteligente y se cuente con la integración de energías renovables. Será posible tener información remota sobre el status de cada generador y el precio al que este vende la energía a la empresa distribuidora. Por lo cual, se tendrá un mercado eléctrico donde los precios estarán variando constantemente y de ello dependerá cuales generadoras son conectadas y cuales desconectadas de la red durante diversos periodos de tiempo.

Las tarifas de la energía eléctrica estarán variando durante el transcurso de un mismo día. Derivado de ésto la participación del cliente será en forma activa dentro del mercado eléctrico, decidiendo este en que momento le compra a un proveedor u otro o en su defecto, en cual momento le vende energía al suministrador.

4.4.3.2 Sistema Administrador de Salidas

La confiabilidad de la red eléctrica es algo que se mejora en la primer etapa (corto plazo). sin embargo, existe un ajuste todavía más fino el cual se logrará con la implementación del OMS para tener una precisión muy detallada de los usuarios afectados durante una interrupción.

Para obtener el mayor beneficio del OMS se deben tener el MDM, GIS y SCADA operando y compartiendo información, es por ello que no es necesario invertir en un

OMS al mismo tiempo que se esta invirtiendo un MDM, SCADA o GIS. De ser así este se convertiría en un pasivo para la empresa y estaría sin utilizarse mientras se implementan los demás sistemas.

Implementar cada uno de estos sistemas lleva tiempo considerable, por lo que es un rotundo error pretender comprar todos los sistemas en una sola exhibición ya que aparte de no poder instalar todos al mismo tiempo, la inversión sería extremadamente alta y no se recuperaría en un tiempo considerable.

4.4.3.3 WFM Administración de la Fuerza de Trabajo

Otro ajuste fino en el tiempo de atención de fallas y en los gastos de la empresa se realizará con la implementación del WFM. Este sistema ubicará una falla con ayuda del OMS y la mapeará en el GIS, para posteriormente enviar a la cuadrilla disponible que esta más cerca del lugar de la falla.

Para esto, será necesario colocar GPS a todas las unidades lo cual representa un gasto que no es prioridad en las primeras etapas, ya que en ellas el mapa de ruta se concentra en otras acciones.

Resumen Largo Plazo

- Mercados y clientes inteligentes.
- Implementación del sistema de administración de salidas.
- Implementación del sistema de administración de la fuerza de trabajo.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1 Conclusiones Generales

En el presente trabajo de tesis, se ha presentado una propuesta para la implementación de una red eléctrica inteligente en la DVMC, partiendo de sus dos objetivos estratégicos: reducción de costos e incremento de la confiabilidad de la red eléctrica.

El primer objetivo estratégico es reducir costos, muchas personas podrían pensar que es ilógico proponer la implementación de una red eléctrica inteligente, ya que ésta representa inversión de capital. Por ello, los proyectos propuestos para implementarse en la primera etapa, son aquellos que tienen un retorno de la inversión más rápido además, atacan directamente las áreas de oportunidad más fáciles de detectar, un ejemplo de esto es la propuesta de implementación a corto plazo de los proyectos AMI, con los cuales se detectan muy rápidamente a los usuarios ilícitos y se reducen los costos de tomas de lecturas, cortes y reconexiones del servicio de energía eléctrica.

En un principio es muy fácil encontrar los robos de energía, prácticamente en cualquier parte que se implemente un proyecto AMI, se detectan estas prácticas. Pero, conforme se van reduciendo este tipo de problemas, cada vez se vuelve más difícil y más caro encontrarlos. Derivado, de ello en la segunda etapa se propone el uso de información proveniente de diferentes aplicaciones, para lograr identificar estos fraudes desde algoritmos en los sistemas informáticos y no en campo.

Otro porcentaje de robos de energía, se debe a personas involucradas que laboran dentro de la misma empresa, como conocen el funcionamiento de los sistemas, les es fácil evitar que se detecten estas malas prácticas. Es por ello que en la tercera etapa se propone la implementación de un WFM para conocer la ubicación del personal de campo, y con el apoyo del MDM detectar patrones anormales en las mediciones para deducir de esta manera mediante algoritmos de software, donde se está cometiendo algún fraude.

Respecto al segundo objetivo estratégico que dicta el aumento de la confiabilidad de la red eléctrica, la propuesta en la primer etapa es obtener mayor rendimiento de los equipos instalados mediante la implementación de la automatización de circuitos de media tensión, para lo cual no es necesario realizar una inversión económica, ya que la DVMC ya cuenta con el equipo necesario para poner en marcha este tipo de

aplicaciones. Pues, la inversión y el trabajo fuerte de la instalación se realizó en años anteriores.

Para incrementar la confiabilidad de la red, sin afectar el primer objetivo de reducir los costos, en este documento no se propone la adquisición de mas restauradores, pues ya no es costeable reducir la cantidad de usuarios afectados durante una falla (2,000 en promedio), utilizando estos equipos debido a su precio el cual es elevado, por lo contrario la propuesta radica en dejar la misma cantidad de usuarios afectados, pero instalar indicadores de falla, para encontrar el tramo fallado rápidamente y seccionar la falla mediante algún medio de desconexión manual.

Una vez que se tiene el control de las fallas de los circuitos en media tensión, para aumentar la confiabilidad se requiere vigilar las fallas en baja tensión, por lo cual en la etapa de largo plazo se propone la implementación de un OMS. Para, identificar rápidamente los ramales de baja tensión fallados y con la ayuda del WFM enviar al personal disponible mas cercano.

En el mapa de ruta propuesto en este trabajo se incluyen diferentes proyectos, los cuales no atacan directamente los dos objetivos estratégicos comentados, pero la manera en la que las personas consumen la energía esta cambiando y el objetivo de estas aplicaciones es ir preparando paulatinamente la red eléctrica de distribución de la DVMC. Para la integración de cada una de las nuevas tecnologías que están emergiendo alrededor del mundo y ofrecer de esta manera un servicio a la altura de las necesidades de los clientes.

Por lo tanto se concluye que la implementación de la red eléctrica inteligente en la DVMC, debe ser por etapas, para que cada aplicación tenga el máximo aprovechamiento desde su implementación, dejando atrás la idea de comprar toda una red eléctrica inteligente de un solo golpe, lo cual es absurdo pues sería una inversión extremadamente alta y el retorno se reflejaría dentro de un futuro muy lejano, cosa que podría llevar a la empresa a la quiebra.

5.2 Trabajos Futuros

Con base a lo expuesto en esta tesis se puede plantear trabajar en diferentes proyectos, para profundizar en las aplicaciones que podrán implementarse cuando los diferentes sistemas se encuentren comunicados entre si mediante el BUS CIM.

La implementación de la red eléctrica inteligente permitirá contar con una gran cantidad de información de diferentes sistemas, en un solo lugar. El reto será saber que hacer con tanta información y como sacarle el mayor provecho posible.

Derivado de lo anterior se abren diferentes perspectivas para diferentes ramas de estudio. Por ejemplo los ingenieros en comunicaciones podrán realizar trabajos sobre

como traer la información desde campo con el menor retardo posible, como enviar información a diferentes usuarios y como sincronizar todas las mediciones.

Los ingenieros en tecnologías de la información, podrán realizar trabajos sobre la seguridad informática de estos sistemas, investigar las diferentes topologías de los servidores para acumular tanta información y hacerla convivir entre si. Además podrán crear aplicaciones web, para dispositivos móviles y aparatos electrodomésticos inteligentes con el fin de facilitar la comunicación entre las empresas eléctricas y sus clientes.

Los algoritmos para la detección de robos de energía pueden ser tan avanzados como el programador lo imagine, incluyendo bases de datos de los trabajadores, rutas de usuarios visitados por trabajador, vacaciones y consumos anormales de clientes, todo lo que permita identificar las perdidas no técnicas de energía eléctrica.

Para los ingenieros eléctricos, se abrirá un nuevo horizonte, permitiéndoles realizar investigaciones donde consideren que tienen a sus disposición toda la información de los servidores de la red eléctrica inteligente. Además que pueden modificar la red en tiempo real lo cual abrirá el panorama para nuevas investigaciones sobre diferentes formas de optimizar la red entre otros.

Con la visión que se expone en este trabajo ingenieros eléctricos, electrónicos y en informática, pueden darse una idea de toda la información que estará disponible en los servidores de una empresa eléctrica y podrán echar a volar su imaginación para proponer nuevas aplicaciones, involucrando nuevas tecnologías todas estas olas de ideas que se vendrán en los próximos años permitirán seguir revolucionando los sistemas eléctricos de potencia.

Referencias

- [1] <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid> (fecha de consulta 02 febrero 2015)
- [2] <http://cyber.kepco.co.kr/kepco/EN/main.do> (fecha de consulta 02 febrero 2015)
- [3] Ley de la industria eléctrica (Diario Oficial de la Federación)
- [4] <http://www.nist.gov/smartgrid/beginnersguide.cfm> (fecha de consulta 04 febrero 2015)
- [5] NIST Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security, Recommendations of Publicación Especial 800-82, Sept. 2007
- [6] D. Moore and D. McDonnell, "Smart grid vision meets distribution utility reality," *Electric Light Power*, pp. 1–6, Mar. 2007.
- [7] CFE, Visión Estratégica Tecnológica del Sistema Eléctrico de Distribución Inteligente (SEDI), CFE documento interno.
- [8] Parker, S., & Specialist III, G. I. S. Geographic information systems. (2008).
- [9] Cassel, W. R. Distribution management systems: functions and payback. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8(3), 796-801. (1993).
- [10] <http://energymanagementsystems.org/faqs-on-developing-energy-management-systems/> (fecha de consulta 09 marzo 2015)
- [11] Aguilar H. Resultados tangibles y nuevas oportunidades en la integración de tecnología para la red eléctrica inteligente en los sistemas de distribución. SRI marzo 2015.
- [12] EPRI, "Common Information Model", Primera Edición, Noviembre de 2011.
- [13] CFE, Fronteras eléctricas, Diciembre 2014. (documento interno).
- [14] CFE, Reporte anual de proyectos estratégicos DVMC, Diciembre 2014 (documento interno)
- [15] CFE, Manual SIGEDW, CFE documento interno.
- [16] CFE, Manual SIAD, CFE documento interno.
- [17] Union of the Electricity Industry– EURELECTRIC, "10 Steps to Smart Grid", www.eurelectric.org. (fecha de consulta 11 marzo 2015)
- [18] CFE, Asistencia técnica para definir la estrategia de integración de componentes y desarrollar el alcance de la interoperabilidad en los Sistemas de Gestión de Distribución

que estratégicamente conforman la estructura básica de la administración de la información alineada a un Sistema Eléctrico de Distribución Inteligente (SEDI)", IIE-CFE Documento interno. (2011)