

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LÓPEZ MATEOS" ZACATENCO

“RENTABILIDAD DE SISTEMAS AMI EN LA RED GENERAL DE DISTRIBUCIÓN, CASO DE ESTUDIO “POLÍGONO LOMAS DE CHAPULTEPEC””

TESIS
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTA:
JOSÉ ALBERTO BACILIO MANUEL

ASESORES:
ING. JAIME ROBLES GARCÍA
M. EN C. GUILIBALDO TOLENTINO ESLAVA



CDMX, ENERO, 2019

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN. TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
DEBERA (N) DESARROLLAR C. JOSE ALBERTO BACILIO MANUEL

**“RENTABILIDAD DE SISTEMAS AMI EN LA RED GENERAL DE DISTRIBUCIÓN, CASO DE ESTUDIO
“POLÍGONO LOMAS DE CHAPULTEPEC””**

EVALUAR LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (SISTEMAS AMI) EN LA RED GENERAL DE DISTRIBUCIÓN, PRESENTANDO COMO CASO DE ESTUDIO EL POLÍGONO LOMAS DE CHAPULTEPEC ZONA POLANCO DE LA DIVISIÓN VALLE DE MÉXICO CENTRO.

- ❖ LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE Y EL SISTEMA AMI
- ❖ IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA AMI EN MÉXICO
- ❖ EVALUACIÓN DEL SISTEMA AMI
- ❖ ANÁLISIS ECONÓMICO
- ❖ ANÁLISIS DE RESULTADOS
- ❖ CONCLUSIONES

CIUDAD DE MÉXICO, A 24 DE ENERO DE 2019.

ASESORES


ING. JAIME ROBLES GARCÍA


M. EN C. GUILBALDO TOLENTINO
ESLAVA


ING. JUAN DE JESUS NERI ESCUTIA
JEFE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe **José Alberto Bacilio Manuel**, manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada “**Rentabilidad de Sistemas AMI en la Red General de Distribución, caso de estudio “Polígono Lomas de Chapultepec”**”, en adelante “**La Tesis**” y de la cual se adjunta copia de un impreso y un cd, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al **INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**, en adelante **EL IPN**, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales o en cualquier otro medio; para la consulta de “**La Tesis**” por un periodo de **1 año** contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a **EL IPN** de su terminación.

En virtud de lo anterior, **EL IPN** deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de la “**La Tesis**”.

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la “**La Tesis**”, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de “**La Tesis**”, por lo que deslindo de toda responsabilidad a **EL IPN** en caso de que el contenido de “**La Tesis**” o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Ciudad de México., a 6 de Marzo de 2019

Atentamente



José Alberto Bacilio Manuel



DEDICATORIA

Para esa persona que ha estado a mi lado desde el día de mi nacimiento hasta éste instante, que me ha aconsejado y orientado con una sonrisa o un regaño y que siempre ha estado presente en las buenas y las malas de cada instante de mi vida.

Absolutamente todo te lo debo a ti y lo que, en un futuro alcance a lograr, ya que en mi ha quedado la enseñanza que más destaca en ti, como lo es la perseverancia y seguridad para superar y cumplir retos y objetivos. Eres mi principal motivo para ser cada día una mejor persona.

Siempre estarán presentes tus consejos en todos los días de mi vida.

¡¡¡Gracias Mamá!!! Gracias por todo.



AGRADECIMIENTOS

A mi Madre, por ser la persona que me sacó adelante y siempre ha estado presente en todos los momentos importantes de mi vida.

A mis hermanos, quienes me brindaron su apoyo incondicional para cumplir éste objetivo.

A todos los profesores y al personal de apoyo de la ESIME Zacatenco del Instituto Politécnico Nacional, en especial a mis asesores: Dr. Jaime Robles García y al M. en C. Guilbaldo Tolentino Eslava quienes me brindaron su apoyo y guía durante el desarrollo de éste trabajo de tesis.

Al Instituto Politécnico Nacional, al Programa de Beca Manutención por el apoyo económico brindado a través de una beca.



ÍNDICE

	PÁGINA
DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
RELACIÓN DE FIGURAS	VII
RELACIÓN DE TABLAS	IX
NOMENCLATURA	XI
ABREVIATURAS	XI
RESUMEN	XIII
INTRODUCCIÓN	XIV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XVI
OBJETIVO	XVIII
OBJETIVO GENERAL	XVIII
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XVIII
JUSTIFICACIÓN	XIX
ALCANCE	XXI
CAPÍTULO 1. LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE Y EL SISTEMA AMI	1
1.1 MODELO CONCEPTUAL DE REFERENCIA	1
1.1.1 DOMINIO DEL CLIENTE	2
1.1.2 DOMINIO DE PROVEEDOR DE SERVICIOS	3
1.1.3 DOMINIO DE LA DISTRIBUCIÓN	5
1.2 RED GENERAL DE DISTRIBUCIÓN	6
1.2.1 ESTRUCTURAS DE SISTEMAS DE REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN	8
1.2.2 TIPOS DE CARGAS EN LA RGD	9
1.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA RGD	10
1.3 LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE	12
1.3.1 DEFINICIÓN	12
1.3.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS	13



1.4 TECNOLOGÍAS AMI	15
1.4.1 DEFINICIÓN DE UN SISTEMA AMI	16
1.4.2 ARQUITECTURA DE LOS SISTEMAS AMI	17
1.4.2.1 COMPONENTES DE CAMPO	19
1.4.2.2 COMPONENTES DE COMUNICACIÓN	22
1.4.2.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE GESTIÓN EMPRESARIAL	23
1.4.3 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS AMI	24
1.5 SEGURIDAD CIBERNÉTICA	24
CAPÍTULO 2. IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS AMI EN MÉXICO	26
2.1 LA RGD HACIA UNA REI EN MÉXICO	26
2.1.1 EL PROGRAMA DE LA CFE	28
2.1.2 EL PROGRAMA DE LA SENER	29
2.1.3 EL PROGRAMA DE LA CRE	30
2.2 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	31
2.3 FACTORES DESENCADENANTES	31
2.3.1 NECESIDADES ECONÓMICAS	32
2.3.2 NECESIDADES AMBIENTALES	32
2.3.3 NECESIDADES REGULATORIAS	33
2.4 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA RGD DE MÉXICO	33
2.5 PROYECTOS DE SISTEMAS AMI	35
CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA AMI	38
3.1 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	38
3.1.1 UBICACIÓN	38
3.1.2 USUARIOS	41
3.1.3 DEMANDADA Y CAPACIDAD INSTALADA	42
3.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA QUE SE PRESENTAN EN LA RED	43
3.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA AMI DE IMPLEMENTACIÓN	47
3.3.1 CENTRO DE GESTIÓN AMI	48



3.3.2 MEDIOS DE COMUNICACIÓN	50
3.3.3 MÓDULO O MEDIO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	51
3.3.4 GABINETE DE MEDIDORES	53
3.3.5 MEDIDOR	54
3.3.6 INSTRUMENTO INDICADOR DE CONSUMO	56
3.4 FUNCIÓN DEL SISTEMA AMI	57
3.5 NORMATIVIDAD, PROTOCOLOS Y ESTÁNDARES	61
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO	62
4.1 HORIZONTE DE EVALUACIÓN (VIDA ÚTIL DEL PROYECTO)	62
4.2 PRINCIPALES COSTOS Y BENEFICIOS	62
4.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN	62
4.2.2 COSTO INCREMENTAL AGUAS ARRIBA	64
4.2.3 COSTO INCREMENTAL AGUAS ABAJO	64
4.2.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	65
4.3 BENEFICIOS	65
4.3.1 VENTAS POR ENERGÍA INCREMENTAL	65
4.3.2 ENERGÍA NO SERVIDA EN FALLA	67
4.3.3 BENEFICIOS OPERATIVOS	68
4.4 BENEFICIOS ANUALES Y TOTALES EN EL HORIZONTE DE EVALUACIÓN	69
4.4.1 RESULTADO NETO DE OPERACIÓN (RNO)	69
4.4.2 FLUJO NETO (FN)	71
4.5 INDICADORES DE RENTABILIDAD	71
4.5.1 BENEFICIO / COSTO (B/C)	71
4.5.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	72
4.5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	73
4.6 RIESGOS EN EL PERIODO DE CONSTRUCCIÓN	74
4.7 RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO	75
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	77



5.1 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	77
5.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA FACTURABLE	78
5.3 BENEFICIOS OPERATIVOS ASOCIADOS AL PROYECTO	79
5.4 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE RENTABILIDAD	80
CONCLUSIONES	82
BIBLIOGRAFÍA	84



RELACIÓN DE FIGURAS

Número	Título	Página
1.1.	Modelo Conceptual de Referencia de la NIST sobre las RIE	2
1.2.	Modelo Conceptual de NIST, Dominio del Cliente	3
1.3.	Modelo Conceptual de NIST, Dominio Proveedor de Servicios	4
1.4.	Modelo Conceptual de NIST, Dominio Distribución	5
1.5.	Disposición de la RGD y las tecnologías AMI en el SEP	6
1.6.	Sistema de Red General de Distribución	7
1.7.	Sistemas de distribución: a) Radial, b) Mallado	8
1.8.	Tipos de usuario de acuerdo con su carga	10
1.9.	Visualización de las Redes Eléctricas Inteligentes	13
1.10.	Principales beneficios obtenidos en la implementación de REI	15
1.11.	Arquitectura con concentrador de datos y puerta de enlace de medición en el hogar	18
1.12.	Infraestructura del sistema AMI	19
1.13.	Medidor inteligente de CFE	20
1.14.	Ubicación del Concentrador de Datos	22
2.1.	Proceso de elaboración del programa de REI	27
2.2.	Integrantes del grupo de trabajo de la REI	28
2.3.	Desarrollo de la REI en el mundo	31
2.4.	Segmentos de Mercado de REI	33
2.5.	Evolución histórica del TIU de distribución en el país. (a) Todas las divisiones sin el Valle de México. (b) En la división Valle de México	35
3.1.	Ubicación de la Zona Polanco en la DVMX Centro	40
3.2.	Polígono Lomas de Chapultepec de la Zona Polanco	40
3.3.	Porcentaje de las Tarifas que se aplican a los Usuarios Básicos	42
3.4.	Causas que generan las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en la DVMX Centro	44



3.5.	Pérdidas no técnicas detectadas en el Polígono Lomas de Chapultepec	45
3.6.	Equipo de distribución obsoleto detectado en la Red de Distribución del Polígono	45
3.7.	Medidores aún instalados en la Red de Distribución	46
3.8.	Medidores inteligentes que existen en baja tensión	46
3.9.	Arquitectura del sistema AMI de implementación para la RGD	47
3.10.	Compañía Distribuidora que fungirá como Centro de Gestión AMI	48
3.11.	SIG-AMI propuesto para el Centro de Gestión AMI	48
3.12.	Medidor Colector A3 Alpha	51
3.13.	Gabinete con Radio Modem	52
3.14.	Gabinete de medidores EOS GMM12T y medidor tipo gabinete PROTECSA MCR-3G	53
3.15.	Medidor tipo gabinete Protecsa MCR-3G y medidor testigo Elster Alpha A3	54
3.16.	Instrumento Indicador de Consumo ENERI D80Z	56
3.17.	Arquitectura de comunicación y conexión para un servicio monofásico	57
3.18.	Arquitectura de comunicación y conexión para un servicio bifásico	57
3.19.	Arquitectura de comunicación y conexión para un servicio trifásico	58
3.20.	Ubicación de los gabinetes de medidores	58
3.21.	Ejemplo de instalación de los módulos de recolección de datos	59
3.22.	Distancia máxima del usuario más lejano y el Centro de Gestión AMI	59
3.23.	Módulo de recolección de datos y comunicación con gabinetes de servicio monofásico	60
4.1.	Consumo anual promedio incremental por entrada del Sistema AMI	66
5.1.	Reducción de pérdidas no técnicas en atención a los usos ilícitos	78
5.2.	Comparación de los costos anuales por operación	79
5.3.	VPN durante el horizonte de evaluación	81



RELACIÓN DE TABLAS

Número	Título	Página
1.1.	Redes de Comunicaciones empleadas en las AMI	23
1.2.	Ventajas de la implementación de los sistemas AMI	24
2.1.	Perspectivas claves de CFE para la REI	29
2.2.	Pérdidas de energía en distribución a nivel nacional en el año 2016, considerando como base la energía recibida en niveles de media tensión	34
2.3.	Indicadores económicos y beneficio total anual de energía a obtener mediante la instalación de sistemas AMI en el país, estimado para el periodo 2017-2021	37
3.1.	Factores de pérdidas aprobadas para el año 2018 por la CRE	39
3.2.	Índice de Pérdidas de energía eléctrica en la División Valle de México Centro	39
3.3.	Estados y equipos de los Usuarios identificados en el Polígono Lomas de Chapultepec	41
3.4.	Demanda del Polígono Lomas de Chapultepec	43
3.5.	Capacidad Instalada y total de transformadores de distribución	43
3.6.	Requerimientos del SIG-AMI para el Centro de Gestión AMI	49
3.7.	Medios de Comunicación para los componentes del sistema AMI de Implementación	50
3.8.	Características del Medio de Recolección de Datos	52
3.9.	Especificaciones principales del Gabinete de Medidores	54
3.10.	Características del Medidor (Medidor testigo y tipo gabinete)	55
3.11.	Características principales del Instrumento Indicador de Consumo	56
4.1.	Costos de inversión.	63
4.2.	Ventas por energía incremental asociada a las tarifas.	67
4.3.	Beneficios operativos.	69
4.4.	RNO durante el horizonte de evaluación.	70



4.5.	Flujo Neto durante la vida útil del proyecto.	71
4.6.	Flujo Neto en el horizonte de evaluación.	73
4.7.	Riesgos posibles durante el periodo de construcción.	74
4.8.	Resumen del análisis económico.	75
5.1.	Venta recuperable de energía eléctrica	78
5.2.	Costos anuales de operación que se presentan sin proyecto	79



NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidad
W	Potencia activa o instantánea	Watt
Wh	Energía consumida en la unidad de hora	Watt-hora
V	Tensión eléctrica	Volt
Hz	Frecuencia	Hertz
h	Tiempo en la unidad de hora	hora

ABREVIATURAS

AMI	Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de Medición Avanzada)
AMR	Automatic Meter Reading (Lectura de Medición Avanzada)
B/C	Beneficio Costo
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comision Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
DER	Recursos de Energía Distribuida
EMS	Energy Management System (Sistema de Gestión de Energía)
EPRI	Electric Power Research Institute (Instituto de Investigaciones de Energía Eléctrica)
ESTA I.	Energy Strategy and Technology Associates International (Asociación Internacional de Estrategia Energética y Tecnológica)
FN	Flujo Neto
GIS	Sistema de información Geográfica
GSM	Global System for Mobile Communications (Sistema Global para las Comunicaciones Móviles)
GTREI	Grupo de Trabajo de Redes Eléctricas Inteligentes
HAN	Home Area Network (Red de Área Doméstica)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Electricos y Electrónicos)



IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IP	Internet Protocol (Protocolo de Internet)
ISGAN	International Smart Grid Action Network (Red Internacional de Acción de Redes Inteligentes)
LAN	Local Area Network (Red de Área Local)
LCD	Liquid Cristal Display (Pantalla de Cristal Líquido)
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
NIST	National Institute of Standards and Technology (Instituto Nacional de Estándares y Tecnología)
PEV	Plug - In Electric Vehicle (Vehículos Eléctricos Conectados)
PLC	Power Line Communications (Comunicación de Línea de Potencia)
REI	Red Eléctrica Inteligente
RF	Radio Frequency (Radio Frecuencia)
RGD	Red General de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
RNO	Resultado Neto de Operación
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Control Supervisión y Adquisición de Datos)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SENER	Secretaría de Energía
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SIG	Sistema Informático de Gestión
TCP	Protocolo de Control de Transmisión
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMAR	Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento
VPN	Valor Presente Neto
WAN	Wide Área Network (Red de Área Amplia)



RESUMEN

Éste trabajo se enfoca en realizar la evaluación de la rentabilidad económica de las tecnologías de Infraestructura de Medición Avanzada (Sistemas AMI) mediante un análisis económico. Se utilizó técnicas como recolección de datos para considerar como caso de estudio el Polígono Lomas de Chapultepec de la DVMX Centro Zona Polanco, además de incluir evidencias mediante un levantamiento realizado en la red.

Se presenta una introducción y un desarrollo a los conceptos de Redes Eléctricas Inteligentes y los Sistemas AMI, explicado su arquitectura y las funciones que realizan en la Red General de Distribución, posteriormente se analiza el estado actual del despliegue de estas tecnologías en México. Para realizar la evaluación primeramente se expone el estado actual de la red, una vez identificados las problemáticas que presentan se designa la arquitectura del Sistema AMI y se expone el funcionamiento que se requiere para la comunicación de los equipos.

Finalmente se presenta el análisis económico considerando los beneficios operativos y costos asociados al proyecto, para así, determinar la rentabilidad del Sistema AMI. Con los resultados obtenidos se compara la red actual y la red con tecnologías AMI, donde se refleja que con éste tipo de proyectos que llegan a ser económicamente rentables, si exististe beneficios económicos y operativos hacia el Distribuidor, Inversionista y Usuario.



INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) actualmente carece de tecnologías encargadas para el monitoreo, control y comunicación del servicio de energía eléctrica, lo cual ha generado la presencia de pérdidas no técnicas en la Red General de Distribución (RGD). Las pérdidas no técnicas están relacionadas con la energía que no se factura en el sistema, las causas que lo generan son debidas a la manipulación de los equipos de medición, usos ilícitos, medidores obsoletos o mal calibrados, errores de lectura de los equipos de medición, retrasos de facturación entre otras consecuencias. Dicho lo anterior se entiende que estos problemas se presentan durante la comercialización de energía, es decir, están presentes en la RGD.

Para combatir esta problemática existen tecnologías conocidas como Sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (Sistema AMI), esta tecnología es fundamentalmente importante para el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) conocidas a nivel mundial como “Smart Grid”. El Sistema AMI se trata de un sistema complejo que combina aparatos de medición con un medio de comunicación bidireccional para enlazar a todos los dispositivos en campo con un centro de control remoto. Éste conjunto proporciona la capacidad de monitorear, medir y transmitir información para concentrarla en un punto estratégico e implementar aplicaciones de supervisión y control a distancia, lo cual se genera la reducción de pérdidas no técnicas en la red.

En México solo se han impulsado pocos proyectos con esta tecnología que en su mayoría no contemplan todos los equipos para la eficiente operación del Sistema AMI, ya que se piensa que no pueden llegar a ser rentables por su costo elevado para implementar. De acuerdo con la CFE y SENER, durante el año 2016 las pérdidas no técnicas ascendieron a 18 539 [GWh], lo que equivale 8,4 % respectivamente del total de energía recibida en la RGD a nivel nacional. El valor económico de las pérdidas fue de 944 millones de pesos.

Para el presente trabajo el principal objetivo es evaluar rentabilidad de los sistemas AMI en la Red General de Distribución, mediante un análisis económico que determine la rentabilidad de estas tecnologías. Para ello se presenta como caso de estudio el Polígono Lomas de Chapultepec de la DVMX Centro Zona Polanco. Con la obtención de los datos más actuales de Polígono se realiza la evaluación para poder precisar la arquitectura y funcionamiento del Sistema AMI.



Con un resultado positivo en la evaluación se podrá determinar que los beneficiados para éste tipo de proyectos son principalmente el Distribuidor y subsecuentemente el Inversionista y los Usuarios asociados a la red. Para una mayor comprensión del trabajo se presenta a continuación un resumen del contenido de cada capítulo.

En el Capítulo 1 “La Red Eléctrica Inteligente y el Sistema AMI”, se describen los conceptos fundamentales para comprender como funciona y que requiere la implementación de las tecnologías AMI, como lo es el apego de un marco de referencia, los componentes de comunicación, así como los componentes de gestión empresarial.

Para el Capítulo 2 “Implementación de los sistemas AMI en México”, se describe el avance y estado actual de la RGD en México para el despliegue de estas tecnologías como lo son los programas que intervienen para su planeación, también se describe los factores desencadenantes por la entrada en la red, así como los proyectos que se están implementando en el país.

En el Capítulo 3 “Evaluación del Sistema AMI”, se realiza la justificación de la selección del Polígono de estudio y la evaluación técnica de la red actual, se presentan las problemáticas de pérdidas no técnicas a combatir mediante un levantamiento realizado en la red. Se define la estructura (componentes requeridos) y formas de comunicación adecuados para la red, así como la descripción de la ubicación de estos.

El Capítulo 4 “Análisis Económico” y Capítulo 5 “ Análisis de resultados”, es donde se realiza la evaluación de la rentabilidad económica del proyecto, se calculan los cotos de inversión, los beneficios operativos, se obtienen los indicadores de rentabilidad para un horizonte de evaluación de 30 años. Se muestran los resultados obtenidos en cuanto al porcentaje de reducción de pérdidas no técnica, los años en que el proyecto comenzara a ser rentable, el monto recuperable de la energía facturable, así como los costos operativos que se eliminan por entrada del proyecto. Finalmente se presentan las conclusiones del presente trabajo referente a todos los resultados obtenidos a causa del Polígono de estudio.



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde el año 2010 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha tratado de motivar el despliegue de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI), ejecuto la instalación de sistemas de Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI) en las Zona Polanco de la División Valle de México Centro, así como en Acapulco de la División Centro Sur, donde se han obtenido grandes resultados en la eficiencia de la Red General de Distribución (RGD). (SENER, CENACE, CFE Transmisión, CFE Distribución, CRE, Subsecretaría de Energía y EPRI, 2017, p. 50).

Ahora con el inicio de la operación de la Reforma Energética a partir del primero de enero del año 2016, se considera la incorporación de las REI para el fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de esta forma dar cumplimiento con el objetivo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su reglamento, el cual consiste en promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios. (Ley de la Industria Eléctrica, 2014, p. 1).

El SEN aún carece de modelos de operación, control y monitoreo que limitan su sustentabilidad y los cuales impactan en los parámetros del servicio público de distribución de energía eléctrica, como: (SENER et al., 2017, p. 18).

- Tensión
- Disponibilidad de los elementos en las redes
- Interrupción del suministro eléctrico
- Componentes armónicos
- Perdidas de energía eléctrica

En México no se ha obtenido una madurez de las REI, ya que aún se necesita impulsar más el uso de esta tecnología, pero de igual manera conocer su rentabilidad. Sin embargo, México cuenta con modelos para analizar el despliegue y los requerimientos de las REI, ya que es miembro de la International Smart Grid Action Network (ISGAN) y cuenta con el Grupo de Trabajo de Redes Eléctricas Inteligentes (GTREI). (SENER, CRE, CENACE y CFE, 2016, pp. 8, 10).



En el panorama actual, el desarrollo sustentable de las RGD incluye el ahorro energético y el uso de fuentes de energía renovable y además de ya ser un mandato de ley, por lo que se hace necesario incorporar nuevas tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, es decir, implementar REI en la RGD para reducir las problemáticas que aún se presentan en el SEN.

Por tal motivo el presente trabajo pretende demostrar la evaluación de esta tecnología mediante un análisis económico que demuestre su rentabilidad en la RGD del Polígono Lomas de Chapultepec Zona Polanco de la División Valle de México Centro (DVMX Centro), de manera que pueda expresar concretamente los resultados obtenidos para así mismo generar grandes expectativas para los Consumidores (Usuarios Básicos), Distribuidores e Inversionistas.



OBJETIVO

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la rentabilidad económica de los Sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (Sistemas AMI) en la Red General de Distribución, presentando como caso de estudio el Polígono Lomas de Chapultepec Zona Polanco de la División Valle de México Centro.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la zona de estudio y analizar el estado actual de la RGD para la implementación de un Sistema AMI.
- Ilustrar los aspectos técnicos y de operación del Sistema AMI de implementación.
- Realizar la evaluación de implementación de las tecnologías AMI para determine su costo, beneficio y rentabilidad.
- Efectuar un análisis de resultados que proyecte interés en la implementación de estas tecnologías hacia el Consumidor, Distribuidor e Inversionista.

JUSTIFICACIÓN

Actualmente no solo la LIE es un motivador para que el SEN funcione sustentablemente, ya que es perceptible la necesidad que se tiene para que opere sin pérdidas de energía eléctrica la RGD. Si no se tiene un control de la eficiencia se genera el crecimiento de pérdidas económicas en el sistema y uso excedente de las fuentes de energía convencionales que hoy en día prevalecen, y que además dañan al medio ambiente.

Si analizamos las pérdidas de energía eléctrica en la RGD a nivel nacional durante el año 2013 al año 2016, Figura 1, se observa que las pérdidas técnicas (originadas por los elementos de la red) son menores que las pérdidas no técnicas (originadas por el proceso comercial de la energía), pero de igual manera ambas pérdidas reflejan la falta de eficiencia en la red. De acuerdo con la SENER y CFE, las pérdidas técnicas en el año 2016 fueron de 13 800 [GWh] y las pérdidas no técnicas fueron de 18 539 [GWh], lo que equivale al 6,3 % y 8,4 % respectivamente del total de energía recibida. El valor económico de las pérdidas fue de 10 800 millones de pesos y 25 944 millones de pesos respectivamente. (CENACE et al., 2017, p. 120).

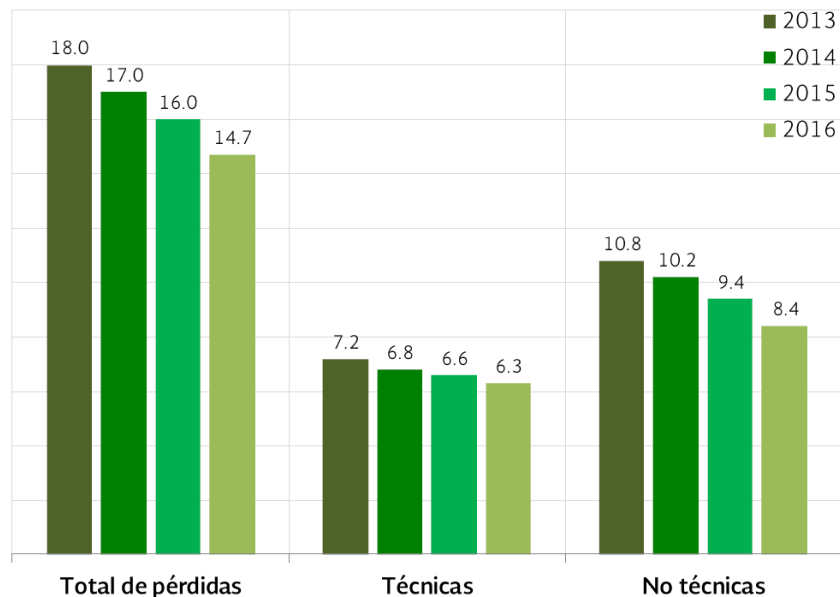


Figura 1. Pérdidas de energía de CFE Distribución a nivel nacional con base a la energía recibida en niveles de media tensión. CENACE et al. (2017). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 - 2031 PRODESEN, p. 121.



Si las pérdidas de energía eléctrica no se reducen se presenta mayor energía demandada que la real consumida por los usuarios, esto implica mayor uso de los recursos con los que se genera energía eléctrica. Cabe mencionar que actualmente en México predominan las centrales de generación que usan fuentes de energía convencional como lo son el gas natural y el carbón, estas generan emisiones al medio ambiente y limitan el desarrollo sustentable de la industria eléctrica.

Dicho lo anterior se tiene que los usuarios de la industria eléctrica no son reflexivos en su consumo de energía eléctrica, ya que desconocen su consumo en tiempo real, lo cual conlleva a su abuso excesivo, éste es tan solo uno de los problemas que limitan la operación eficiente de la RGD, ya que también existen errores de facturación, medición y uno de los más importantes, el uso irregular.

Con la implementación de las REI se podrá reducir las emisiones de carbono y las pérdidas de energía eléctrica que hasta a la fecha se presentan, ya que su uso permite concientizar y gestionar el consumo de energía eléctrica mediante la facturación en tiempo real, además reduce el mantenimiento en la RGD, y de esta manera mejorar la eficiencia en respuesta a la demanda.



ALCANCE

El presente trabajo presenta una investigación para evaluar la rentabilidad de los Sistemas AMI en la RGD, para lo cual solo se enfoca el estudio de la implementación de esta tecnología en el Polígono Lomas de Chapultepec Zona Polanco de la DVMX Centro. La rentabilidad de las REI va dirigida a la RGD, es decir, queda excluida la Red Nacional de Transmisión (RNT).

Para la zona de estudio presentada solo se contempla la aplicación de tecnologías AMI, además de contemplar sus aspectos de función y operación. Las problemáticas que se combaten son las pérdidas no técnicas de los usuarios con tarifas en media tensión y baja tensión, es decir, problemas de medición, interrupción, comunicación y facturación en la RGD de estudio.

Adicionalmente se desarrolla un análisis económico el cual tiene mayor enfoque y se limita al análisis del financiamiento o inversión. Los resultados obtenidos del presente trabajo van dirigidos primordialmente al Consumidor (Usuarios Básicos), Distribuidor, Inversionista y todo público interesado en estas tecnologías.



CAPÍTULO 1.

LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE Y EL SISTEMA AMI

Los sistemas AMI juegan un papel importante en las tecnologías de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI), las cuales también impulsan al desarrollo de las fuentes de energía sustentables, generación distribuida, uso de vehículos eléctricos y almacenamiento de energía. Para cumplir con el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica se requiere el uso dominante de las centrales generadoras convencionales ya que hoy en día son las de mayor capacidad para generar energía eléctrica en México, estas dependen de fuentes que dañan al medio ambiente, como lo son el uso del petróleo, carbón mineral, gas natural etc.

Con la implementación de los sistemas AMI, se puede reducir el impacto ambiental provocado por las centrales convencionales ya que permite reducir las pérdidas de energía eléctrica y gestionar su consumo. En general los sistemas AMI se pueden describir como una serie de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación para mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad en la distribución y comercialización de energía eléctrica.

1.1 MODELO CONCEPTUAL DE REFERENCIA

El Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST, por sus siglas en inglés) ha elaborado modelo conceptual de referencia, se divide en siete dominios que integran a una REI, los cuales se observan en la Figura 1.1. Cada dominio incluye actores, es decir, dispositivos, sistemas y programas que son necesarios para ejecutar las características que atribuyen a una REI. El modelo conceptual es una herramienta que pretende evaluar la arquitectura de la REI en sus siete dominios para motivar su desarrollo. (NIST, 2010, p. 33).

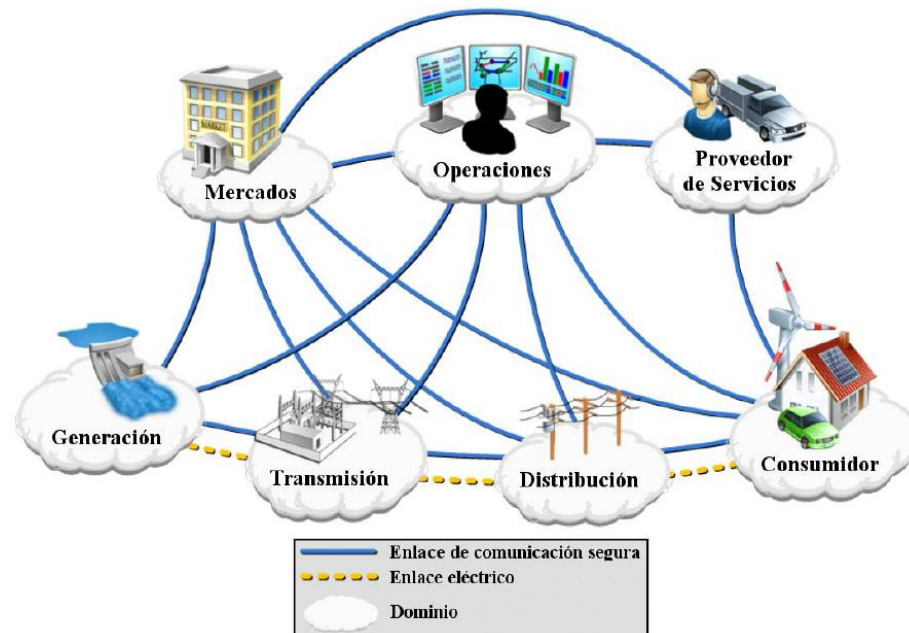


Figura 1.1. Modelo Conceptual de Referencia de la NIST sobre las RIE. Adaptado de NIST. (2010). *Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability*, p. 33.

1.1.1 DOMINIO DEL CLIENTE

En éste dominio la energía es consumida, los actores permitan a los clientes gestionar su propia energía y su generación, algunos actores posibilitan el flujo de información entre el Dominio del Cliente y los otros dominios, como lo son los dominios de Distribución, Operaciones, Mercado, Proveedor de Servicios, el cual se observa en la Figura 1.2. Además, se divide en tres subdominios los cuales comprenden al sector residencial, comercial e industrial. (NIST, 2010, p. 131).

El sistema AMI es un actor fundamental al igual que las puertas de enlace que se disponen en los tres subdominios, ya que permite la comunicación con otros dominios mediante la conexión con el propio medidor o en el Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) o simplemente en una puerta de enlace totalmente independiente (NIST, 2010, p. 131).

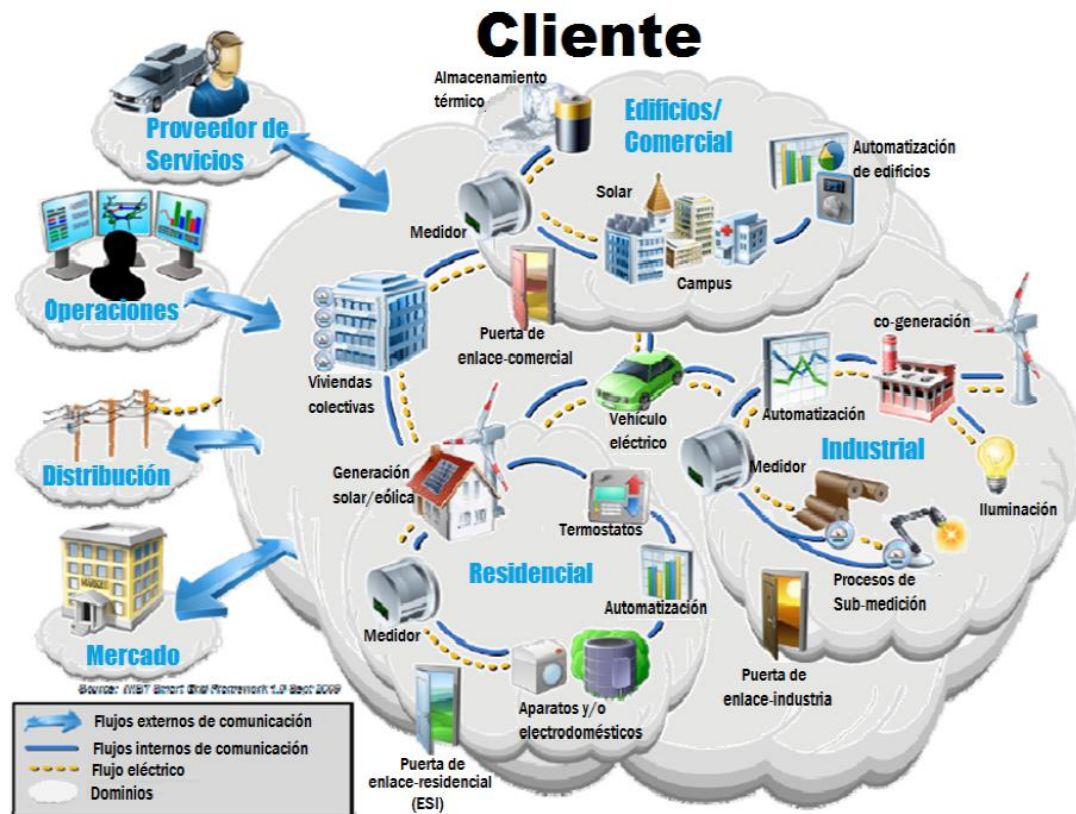


Figura 1.2. Modelo Conceptual de NIST, Dominio del Cliente. Adaptado de NIST. (2010). Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability, p. 131.

Adicionalmente el EMS puede comunicarse con los aparatos y electrodomésticos inteligentes del cliente a través de una red de área local y puede habilitar aplicaciones como: control de carga a distancia, monitoreo y control de la generación distribuida, visualización del consumo de energía, lectura de medidores de agua y gas, entre otras. (NIST, 2010, p. 131).

1.1.2 DOMINIO DE PROVEEDOR DE SERVICIOS

Éste dominio contiene actores que prestan servicios para soportar los procesos de negocios, los cuales se refieren a facturación, manejo de las cuentas de los clientes, servicio al cliente, entre otros, es decir que corresponden a la gestión comercial de la energía. Éste comparte interfaces con los dominios Operación, Mercado y Consumidor. (NIST, 2010, p. 135).

Las empresas dedicadas al negocio de prestación de servicios eléctricos podrán en el futuro crear nuevos e innovadores servicios y productos en demanda de las nuevas exigencias de la Red Inteligente, para satisfacer determinadas necesidades de los clientes. La implementación de nuevos servicios representa oportunidades de un significativo crecimiento económico. La prestación de servicios existentes y/o emergentes no debe poner en riesgo la seguridad cibernética, confiabilidad del suministro y la estabilidad de la red eléctrica (NIST, 2010, p. 136).

Los beneficios del dominio de Proveedor de Servicios incluyen la participación de mercados con nuevos productos o servicios, reducción de los costos del servicio de comercialización de energía y la depreciación del consumo y aumento en la generación de energía a nivel local. La visión general de éste dominio se observa en la Figura 1.3. (NIST, 2010, p. 136).

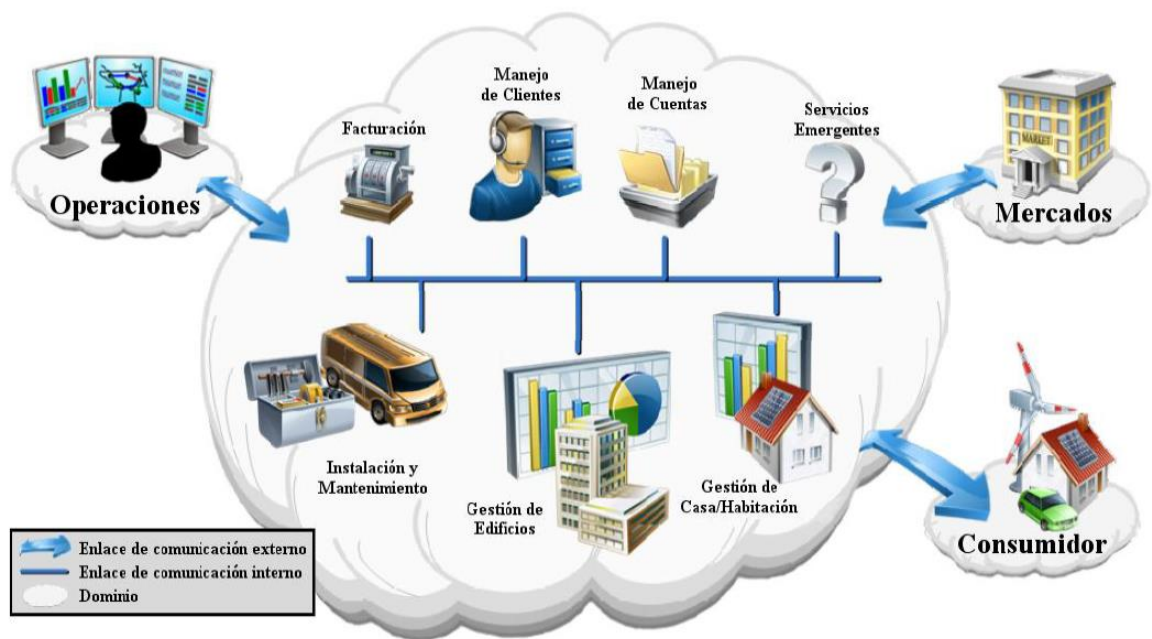


Figura 1.3. Modelo Conceptual de NIST, Dominio Proveedor de Servicios. Adaptado de NIST. (2010). Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability, p. 135.

1.1.3 DOMINIO DE LA DISTRIBUCIÓN

El Dominio de la Distribución está conectado eléctricamente al Dominio de la Transmisión y Cliente, como lo muestra la Figura 1.4, adicionalmente éste dominio contiene sistemas de almacenamiento de energía, generación distribuida y conecta los sistemas AMI.

Por mucho tiempo casi toda la telemetría de la red de distribución y sus comunicaciones se han realizado por personal humano y el principal sensor del sistema de distribución ha sido la llamada telefónica del cliente que reporta sus quejas y problemas. Ahora esta situación está cambiando debido a la implementación de sistemas inteligentes que optimizan las tareas de éste sector. Uno de los grandes adelantos son los sistemas de comunicaciones bidireccionales entre la empresa y el cliente, el siguiente paso es permitir que la infraestructura eléctrica que soporte el intercambio de flujos de potencia, es decir que el cliente además de recibir y consumir energía pueda generar y aportar a la red. (NIST, 2010, p. 144).

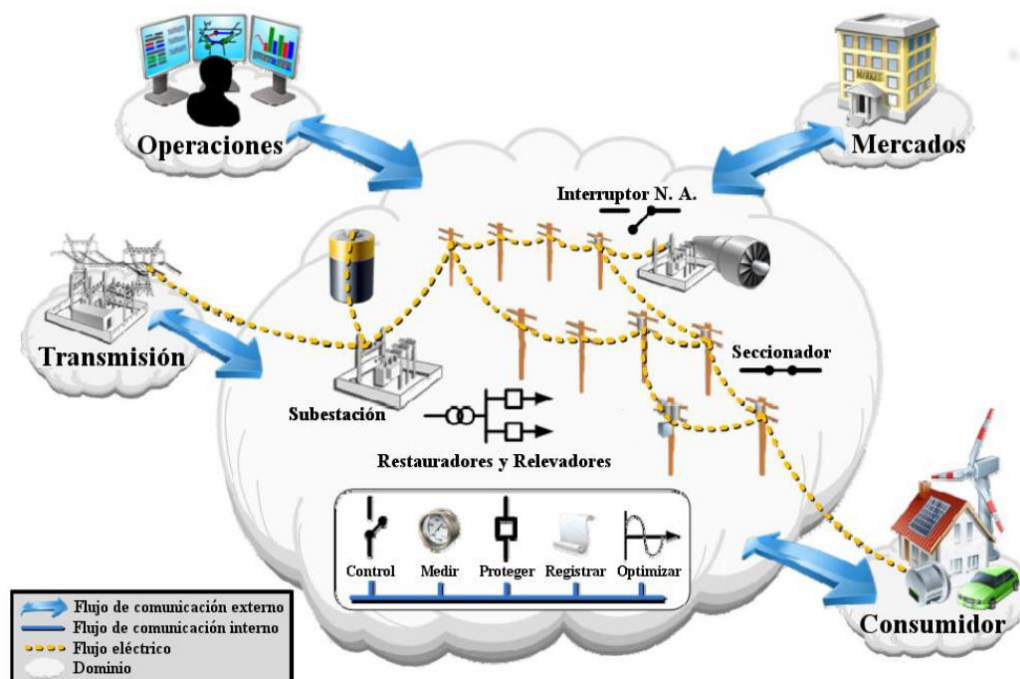


Figura 1.4. Modelo Conceptual de NIST, Dominio Distribución. Adaptado de NIST. (2010). *Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability*, p. 144.

En éste ámbito las comunicaciones entre el Dominio Distribución serán objeto de un constante intercambio de información en tiempo real con el Dominio de las Operaciones para gestionar el posible intercambio de flujos de energía, esta situación tendrá un gran impacto fundamentalmente en los mercados eléctricos y en los factores de seguridad para permitir estas operaciones.

1.2 RED GENERAL DE DISTRIBUCIÓN

La Red General de Distribución (RGD) es parte fundamental del SEP, ver Figura 1.5, se encarga de distribuir entre los usuarios la potencia generada de las centrales eléctricas de generación, se extienden en grandes territorios donde las cargas conectadas difieren de capacidad con el objetivo de satisfacer la demanda de los usuarios. Su arquitectura genera mayores pérdidas de energía eléctrica y una inapropiada gestión del consumo de energía eléctrica, pero si se considera la implementación de sistemas AMI se puede contribuir a incrementar la eficiencia de la red.

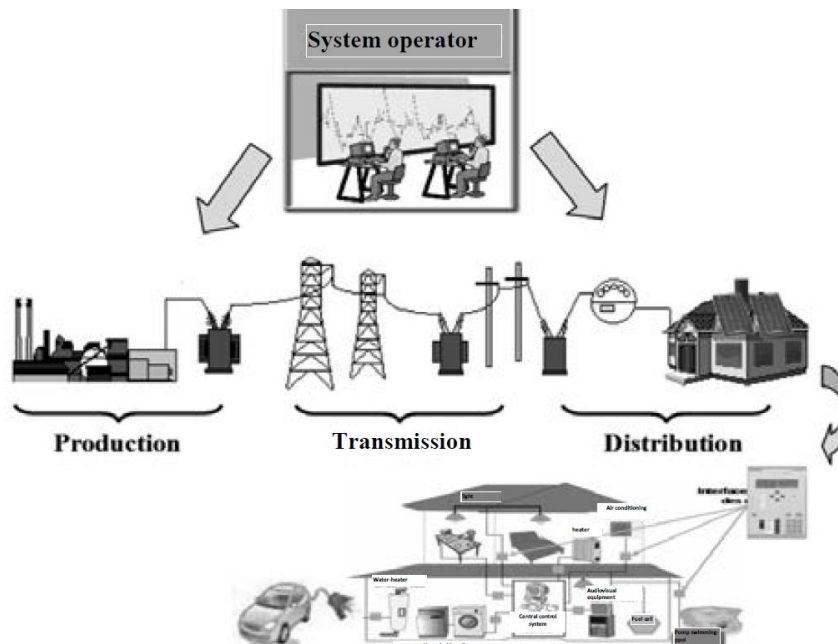


Figura 1.5. Disposición de la RGD y las tecnologías AMI en el SEP. Hadjsaid N., & Sabonnadière J. C. (2012). SmartGrids, p.5.

La RGD puede ser aérea o subterránea, pero se caracterizan por los mismos componentes los cuales se describen a continuación y se observan en la Figura 1.6: (Juárez, 1995, p. 11).

- a) Subestación principal de potencia: Se encarga de recibir la potencia de las líneas de transmisión y la transforma a la tensión de subtransmisión (138 kV, 115 kV, 85 kV y 69 kV).
- b) Sistema de subtransmisión: Son las líneas que salen de la subestación principal de potencia, para alimentar las subestaciones de distribución.
- c) Subestación de distribución: Es la encargada de recibir la potencia de del sistema de subtransmisión y transformarla a la tensión de los alimentadores primarios (34,5 kV, 23 kV y 13,8 kV).
- d) Alimentadores primarios: Circuititos que conducen el flujo de la potencia entre la subestación de distribución a los transformadores de distribución.
- e) Transformadores de distribución: Reducen la tensión (220 V / 127 V y 480 V / 277 V) para su utilización por los usuarios.
- f) Secundarios y servicios: Se encargan de distribuir la energía del secundario del transformador de distribución a los usuarios o servicio.

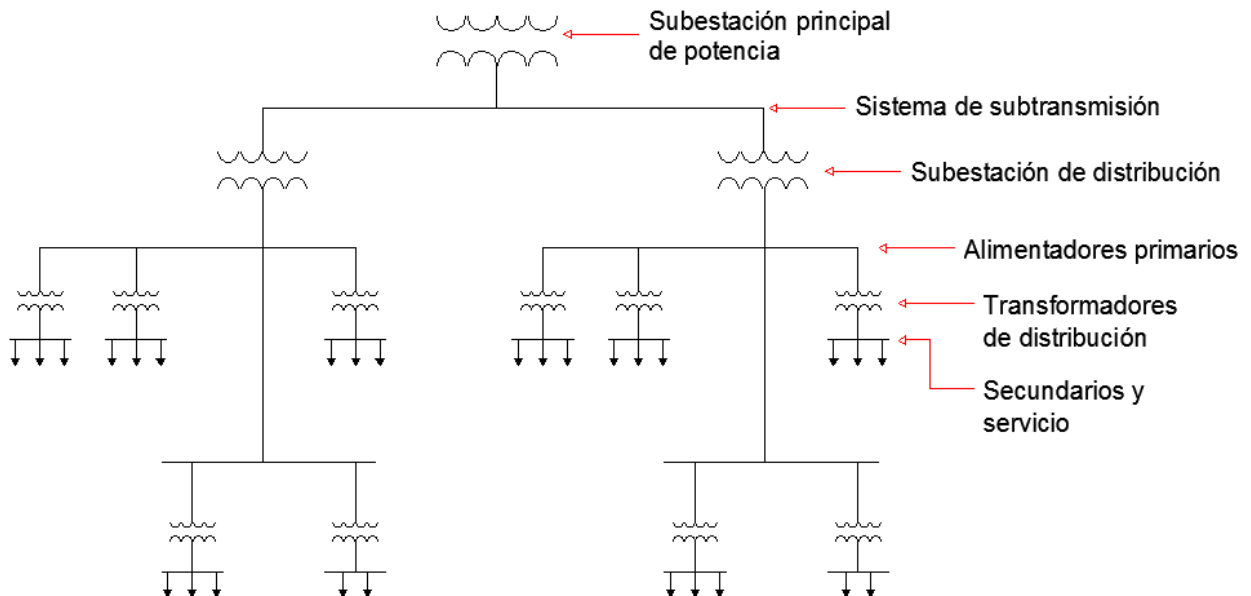


Figura 1.6. Sistema de Red General de Distribución. Elaboración propia.

1.2.1 ESTRUCTURAS DE SISTEMAS DE REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Existen dos tipos fundamentales de sistemas de distribución. Sistema Radial, permite un solo camino del flujo de potencia hacia la carga. Sistema Mallado, a diferencia tiene mayores caminos para el flujo de potencia, en la Figura 1.7 se observa los dos sistemas respectivamente.

La selección del sistema de distribución se realiza con el objetivo de obtener un nivel de confiabilidad y seguridad que satisfagan al usuario final al menor costo, pero al igual se puede mejorar su eficacia con la ayuda de las REI. En ocasiones se limita la construcción de ciertos sistemas de acuerdo con la disposición geográfica de los puntos de demanda. A continuación, se presentan los sistemas de distribución más empleados en la RGD. (Juárez, 1995, p. 37).

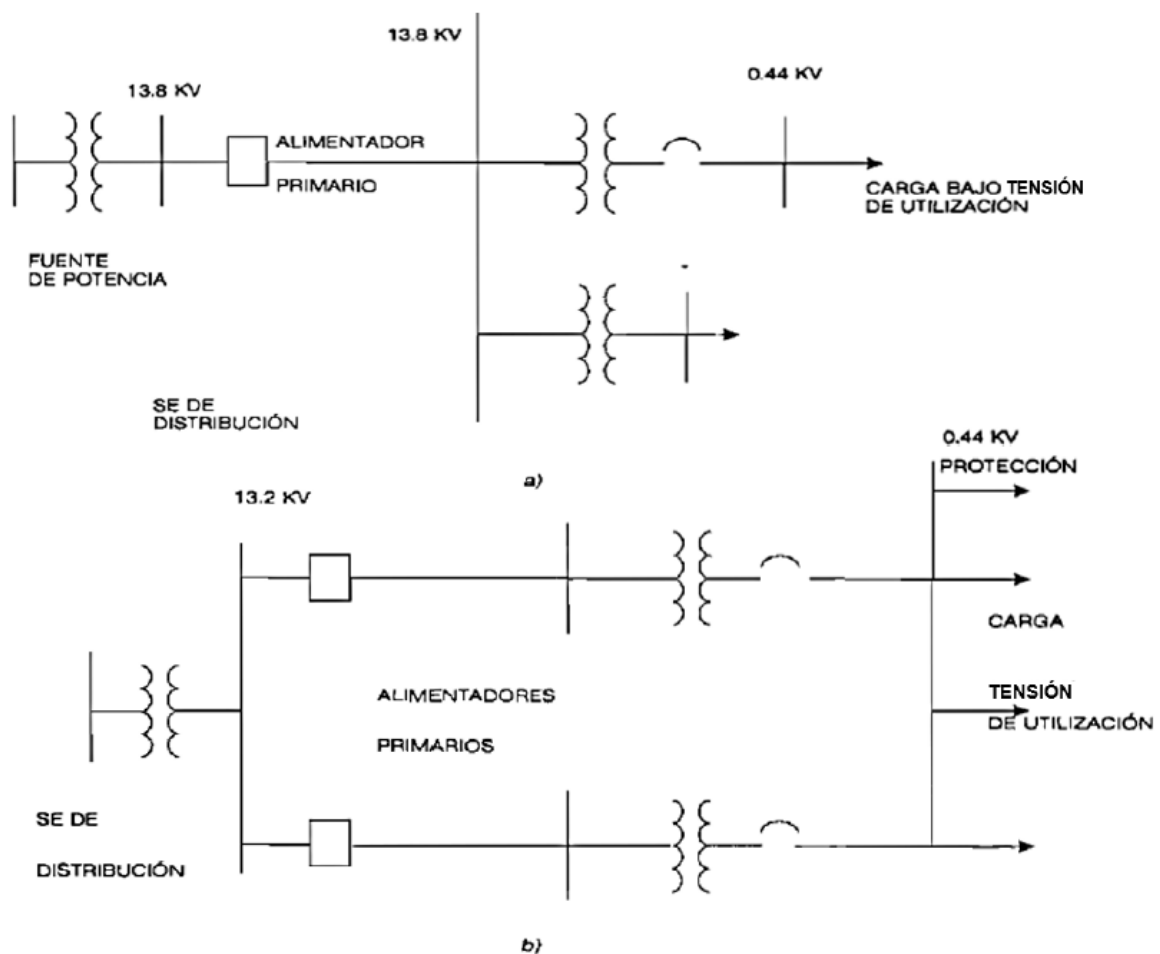


Figura 1.7. Sistemas de distribución: a) Radial, b) Mallado. Juárez Cervantes, J. D. (1995). Sistemas de distribución de energía eléctrica, p. 15.



Subtransmisión:

- Radial
- En anillo
- En malla
- En anillo con amarre

Red primaria:

- Circuito alimentador primario radial
- Alimentador primario radial con enlace
- Alimentador primario radial con amarres de emergencia
- Malla primaria

Red secundaria

- Secundario radial
- Secundario en hilera
- Secundario en malla
- Secundario selectivo

1.2.2 TIPOS DE CARGAS EN LA RGD

Para la planificación técnica de las RGD es necesario conocer las características de consumo de potencia que se interconectarán, es decir, la carga de los usuarios, ya que con ella se puede determinar los conductores, transformadores, variación de tensión, caída de tensión, dispositivos de compensación reactiva, sistemas de protección etc. Las cargas van relacionadas con el tipo de usuario interconectado a la red y esto permite conocer el dominio que toma en una REI, el cual es descrito más adelante. Los usuarios pueden clasificarse como lo muestra la Figura 1.8.

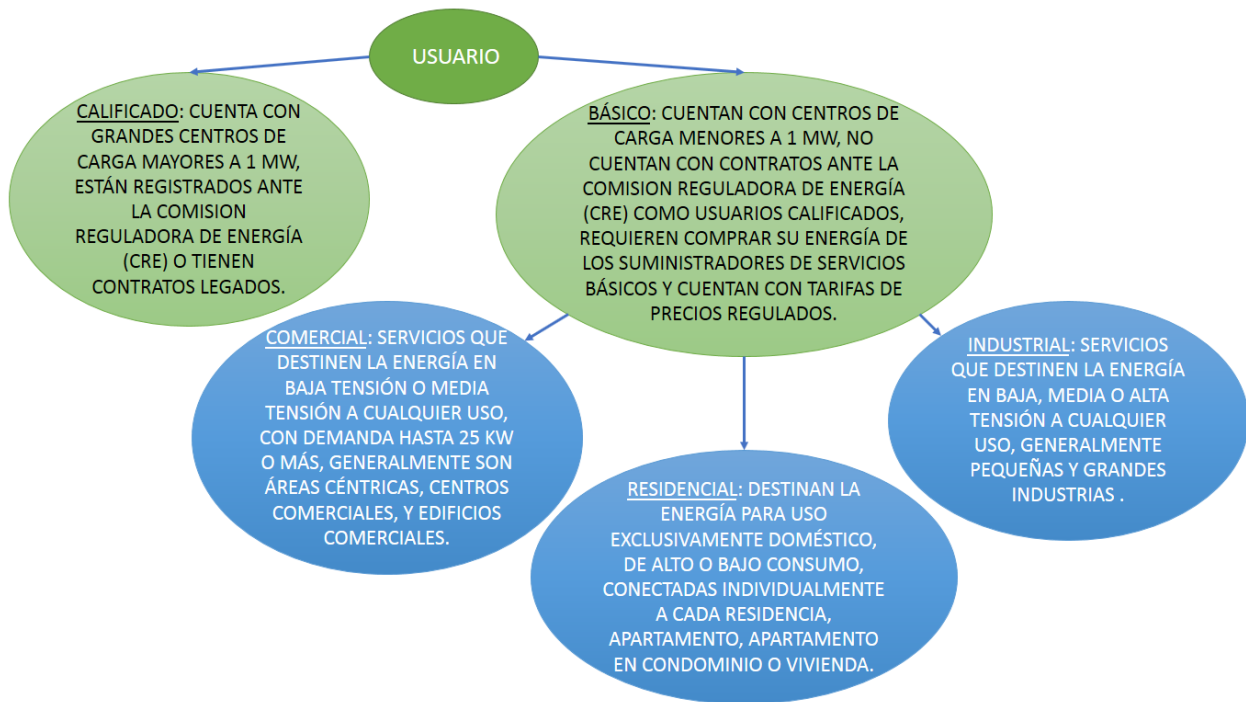


Figura 1.8. Tipos de usuario de acuerdo con su carga. Elaboración propia.

1.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA RGD

Las pérdidas que se producen en la RGD generan grandes pérdidas económicas y representa un problema de gran importancia que reduce la sustentabilidad de la red. Estas equivalen a la diferencia entre la energía generada, recibida o suministrada y la energía vendida, entregada o facturada por las compañías eléctricas.

El nivel de pérdidas de las empresas eléctricas de distribución y comercialización de energía es un indicativo de la eficiencia técnica, comercial y administrativa con la que brinda un servicio de calidad y costo a los consumidores. La consecuencia de usar tecnología avanzada que provee una REI produce el descenso de las pérdidas de energía eléctrica, las cuales se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.



Pérdidas técnicas: Constituyen una parte de la energía que no es aprovechada, que el sistema de distribución consume y requiere para su operación. Dicha energía no es facturada y es catalogada como pérdida, debido a que es consumida durante los procesos de distribución, hasta su entrega al consumidor final, ejemplo la energía consumida en: (Gómez, Castán, Montero, Meneses y García, 2015, p. 183).

- Líneas de subtransmisión
- Conductores de los circuitos de distribución primaria o secundaria
- Procesos de transformación (subtransmisión a distribución)
- Los transformadores de distribución
- Las acometidas de grandes distancias

Las pérdidas generadas se deben a los fenómenos de histéresis, corrientes parásitas, efecto Joule entre otras, se manifiestan como calentamiento en conductores eléctricos y en bobinas. Las pérdidas técnicas son inevitables en la RGD, estas se fortalecen con las ineficiencias que se van produciendo a lo largo del tiempo, como lo es el envejecimiento natural de los sistemas que no son renovados oportunamente, o que se ha considerado que no es rentable sustituirlos. (Gómez, et al., 2015, p. 183).

Una REI permite reducir las pérdidas técnicas, ya que incentiva el uso de generación distribuida y almacenamiento de energía eléctrica, las cuales se detallan más adelante. El propósito es reducirlas hasta niveles permisibles para contribuir al incremento de la eficiencia, seguridad y confiabilidad de la RGD.

Pérdidas no técnicas: Es la energía del sistema eléctrico consumida por los usuarios y que no es facturada por la empresa que la distribuye. Se generan particularmente en la RGD de baja tensión y es resultante del uso ilícito y clandestino del servicio de energía eléctrica a través de diversos mecanismos y estrategias instrumentadas, muchas de ellas por el propio consumidor. Aún más la incorrecta gestión comercial y administrativa del sistema de medición o facturación de la empresa distribuidora de energía, contribuye al incremento de las pérdidas no técnicas. Claros ejemplos de éste tipo de pérdidas se enlistan a continuación: (Gómez, et al., 2015, pp. 183, 184).



- Sustracción de energía de la red para aprovechamiento y uso en forma directa mediante conexiones ilegales no autorizadas.
- Fraude provocado por usuarios a través del daño o manipulación intencional de los medidores o de sus equipos asociados, con lo que logran alterar el registro total del consumo, consiguiendo que sea inferior al real para pagar menos del consumo.
- El uso de medidores mal calibrados, obsoletos o inadecuados.
- Errores de lectura en equipos de medición.
- Falta de registro de los consumos propios.
- Retrasos de la facturación.
- Demoras en las reconexiones de servicios.

La tecnología con la que trabaja la REI favorece a la reducción de las pérdidas no técnicas con el uso de sistemas inteligentes, las cuales generan conciencia en el consumo de energía eléctrica y un mejor funcionamiento técnico del despacho de energía eléctrica.

1.3 LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

1.3.1 DEFINICIÓN

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) define a las Redes Eléctricas Inteligentes (RIE) como “Red eléctrica que integra tecnologías avanzadas de medición, monitoreo y operación, entre otros, a fin de mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”. (Ley de la Industria Eléctrica, 2014, p. 6).

Esta tecnología a nivel mundial también es conocida como “Smart Grid”, y no es más que la unión de sistemas inteligentes con conexión bidireccional para incrementar la eficiencia en el SEP, para su implementación se requiere planeaciones y perspectivas ya que son sistemas complejos. La Figura 1.9 representa la visión de las REI, esboza la infraestructura necesaria y de la capacidad tecnológica requerida en su implementación.

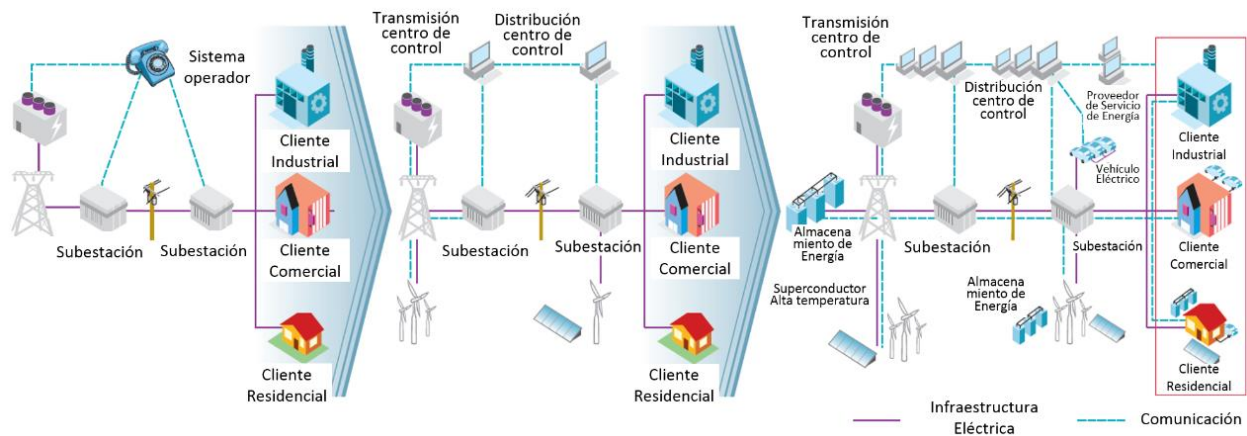


Figura 1.9. Visualización de las Redes Eléctricas Inteligentes. IEA (como se citó en ESTA International, CRE, SENER y CFE. (2014)). Reporte final. Marco regulatorio de la red eléctrica inteligente (RIE) en México para la Comisión Reguladora de Energía, p. 3-3.

1.3.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS

Un sistema se puede definir como inteligente cuando adquiere datos, se comunica, procesa información, monitorea, realiza mediciones, trabaja en tiempo real y ejerce control. Si bien, una REI consta del uso de tecnologías de la información y comunicación, estos agrupan dispositivos y técnicas que son utilizados para la transmisión y gestión de información de las cuales predominan la informática, internet y telecomunicaciones. Un aspecto clave de esta tecnología es la interoperabilidad, la cual se define como la capacidad de dos o más sistemas, redes, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar información óptimamente sin producir problemas al usuario y de esta manera mejorar las características y parámetros del suministro eléctrico. (Coronel, 2011, p. 15).

Las siguientes son algunas características que las REI brindan a un sistema eléctrico, y de los cuales se resumen en la Figura 1.10: (ESTA International, CRE, SENER y CFE, 2014, p. 3-5).

- Escalabilidad: Eficiencia y rapidez en la respuesta y gestión a la demanda, para la flexibilidad de reconfigurar y redireccionar los flujos de potencia, mediante el uso de la información digital, tecnologías de control ya automatización de la distribución.



- **Confiabilidad:** Disponibilidad de los recursos relacionados con la gestión, monitoreo, operación, control del sistema y desarrollo de estándares para la comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipo, con el fin de obtener una confiable respuesta, tarifación y oportuno suministro además de reducir el costo de las interrupciones y disturbios en la calidad de energía.
- **Seguridad energética:** Incentiva el uso de generación distribuida y, así como el disponer de tecnologías avanzadas de almacenamiento de electricidad y tecnologías de administración de carga para reducir la demanda máxima.
- **Sustentabilidad:** Uso y distribución adecuada y eficiencia, mediante fuentes de energía renovable y empleo de vehículos eléctricos.
- **Competitividad:** Eficiencia en el consumo energético, reduciendo los costos, ofreciendo la posibilidad de venta de energía otros países.
- **Economía:** Mantiene la competitividad a la baja sobre los precios mayoristas y minoristas de la electricidad.
- **Medio Ambiente:** Reduce de las emisiones al permitir un mayor desarrollo de las energías renovables y mejorar la eficiencia de la generación, distribución y consumo.
- **Eficiencia:** Disminuye el costo de producción, suministro y consumo de la electricidad.
- **Elección del Consumidor:** Proporciona opciones a los consumidores por el uso de la energía.
- **Seguridad:** Reduce la probabilidad y consecuencias de afectaciones por el hombre y los desastres naturales.
- **Protección:** Decremento de los accidentes y pérdidas humanas relacionadas con eventos de la red.
- **Creación de Empleos:** Requiere de nuevas habilidades y capacitación.



Figura 1.10. Principales beneficios obtenidos en la implementación de REI. SENER, CRE, CENACE y CFE. (2016). Programa de Redes Eléctricas Inteligentes 2016, p. 47.

1.4 TECNOLOGÍAS AMI

Desde que inició la operación del SEP los sistemas de medición de energía instalados en los puntos de consumo no han evolucionado lo suficiente para su mejora, ya que básicamente se fundamentan de un medidor eléctrico de constitución electromecánica o electrónica que registra el consumo total del cliente y no proporciona información adicional cuando la energía se está consumiendo, además padece de un control operativo.

Actualmente en el SEP solo se ha dado el despliegue de los sistemas de Lecturas de Medición Avanzada (AMR, por sus siglas en inglés), estos sistemas son de comunicación unidireccional que permite enviar información del SEP a un punto central. (Valdiosera, 2013, p. 5). Los AMR se han utilizado principalmente con fines de facturación en el servicio eléctrico, pero han sido insuficientes ya que solo son capaces de transmitir información en un solo sentido. En consecuencia, no puede efectuar



acciones de control en los equipos instalados en campo, por lo que no resuelve uno de los principales problemas de las empresas suministradoras y distribuidoras de energía eléctrica, la gestión de la demanda en las RGD. (Piedras, 2015, p. 125).

Ahora con las REI surgen los sistemas de Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés). Se trata de un sistema complejo que combina aparatos de medición con un medio de comunicación bidireccional para enlazar a todos los dispositivos en campo con un centro de control remoto. Éste conjunto proporciona la capacidad de monitorear, medir y transmitir información para concentrarla en un punto estratégico e implementar aplicaciones de supervisión y control a distancia. (Aguilar, 2015, p. 18).

1.4.1 DEFINICIÓN DE UN SISTEMA AMI

Los sistemas AMI plantean una infraestructura de comunicación bidireccional que permite el intercambio de información entre las empresas de servicio eléctrico y el medidor inteligente ubicado en los puntos de consumo. Recolectan información adicional acerca del consumo energético y otros parámetros eléctricos que son utilizados para la gestión de la energía eléctrica.

El Instituto de Investigaciones de Energía Eléctrica (EPRI, por sus siglas en inglés) define a los sistemas AMI como "La medición completa y sistema de colección que incluye medidores inteligentes en el sitio del cliente; redes de comunicación entre el cliente y el proveedor de servicios; software de aplicaciones; recepción de datos y un sistema de gestión que facilite la información para el proveedor de servicios". La evolución de los sistemas de medición ha sido constante hasta ahora y los sistemas AMI se consideran como las principales estrategias de despliegue para la transición de las REI aplicadas en las RGD. EPRI (como se citó en Coronel, 2011, p. 62).



1.4.2 ARQUITECTURA DE LOS SISTEMAS AMI

La arquitectura técnica para un sistema AMI es una estructura de componentes necesarios para que interactúen los proveedores, usuarios, las tecnologías de información y equipos de medición. Estas arquitecturas son ofrecidas por los proveedores y fabricantes. Los sistemas asociados de un diseño común de una arquitectura se observan en la Figura 1.11, y se describen a continuación: (Toledo, 2013, pp. 69-71).

- **Middleware:** Es una plataforma de aplicaciones y base de datos. Su objetivo es gestionar los dispositivos de medición inteligente en el campo y proporciona la interfaz entre ellos, así como proporcionar la integración con otras plataformas.
- **Integración de sistema:** Es el entorno que integra el Middleware con otros sistemas, en los cuales se integran sistemas internos y externos como el Control Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA). El objetivo es proporcionar datos de entrada y de salida desde y hacia el Middleware, es decir, brinda opciones para actualizaciones futuras y otras opciones para los usuarios.
- **WAN:** La Red de Área Amplia (WAN, por sus siglas en inglés), es el dispositivo de comunicación responsable de proporcionar la interacción entre el Middleware y los sistemas de medición. Pueden ser un único medio o grupo de medios (hibrido).
- **LAN:** La Red de Área Local (LAN, por sus siglas en inglés) es utilizado para tener acceso a una WAN y es la encargada de realizar actividades como la recopilación y enrutamiento de datos. Algunos medios de comunicación que requieren de una LAN son PLC (Power Line Communications) y RF (Radio Frecuencia).
- **HAN:** La Red de Área Doméstica (HAN, por sus siglas en inglés), es el entorno para los dispositivos instalados por el usuario en el hogar como medidores de energía, electrodomésticos, sensores de movimiento y equipo para la automatización doméstica etc.

- Compuerta de medición interna: Proporciona la interacción con los dispositivos de medición inteligente a través de redes como WAN, LAN y HAN y también es la responsable de administrar el tráfico de datos de estas.
- Pantallas de clientes: Dispositivos de visualización en el hogar para obtener información de sus medidores y transacciones de crédito, los cuales pueden ser las computadoras personales, dispositivos portátiles, teléfonos móviles, interfaces web o equipo exclusivo.

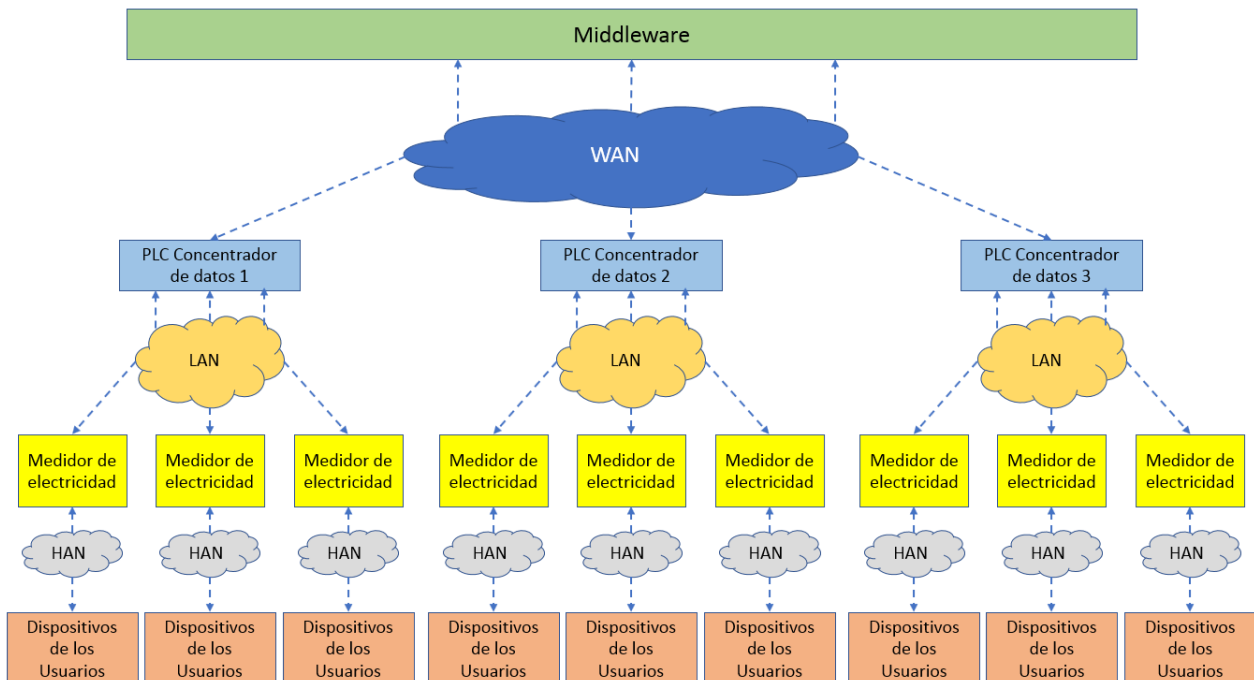


Figura 1.11. Arquitectura con concentrador de datos y puerta de enlace de medición en el hogar. Toledo, F. (2013). Smart Metering Handbook, p. 94.

Los principales sistemas asociados de la arquitectura del sistema AMI se dividen en tres componentes, como lo muestra la Figura 1.12.

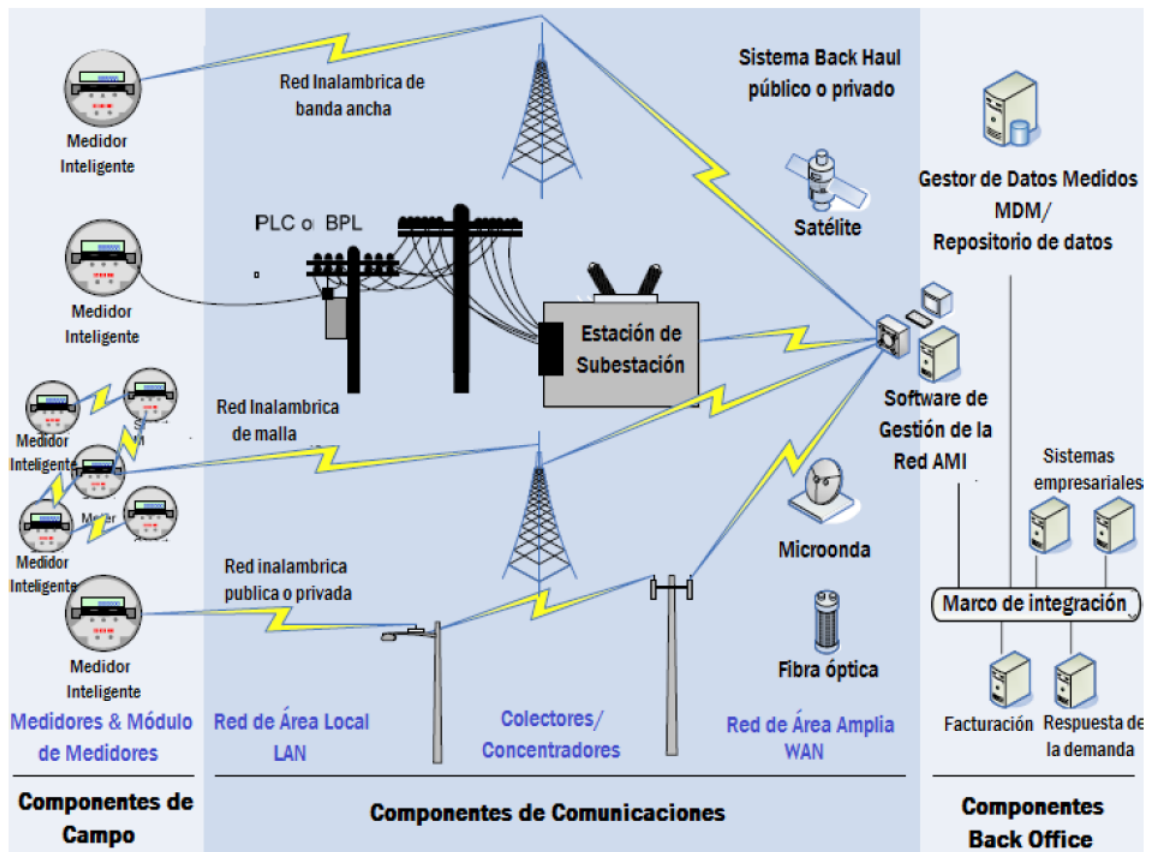


Figura 1.12. Infraestructura del sistema AMI. NYSEG (Como se citó en Coronel Gutiérrez, M. V. (2011)). Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, p. 64.

1.4.2.1 COMPONENTES DE CAMPO

Medidor Inteligente: Es un equipo de avanzada tecnología que realiza la medición, registro, almacenamiento de la información de consumo de energía, verifica el estado del suministro del servicio, adicionalmente registra eventos y datos de parámetros eléctricos de consumo en intervalos esta información es transmitida en tiempo real hacia concentradores y luego al centro de control de la empresa de servicios, con la finalidad de realizar un análisis que permitan optimizar procesos y la gestión del consumo. (Coronel, 2011, p. 64). En la Figura 1.13 se muestra un medidor inteligente de Comisión Federal de Electricidad (CFE) como parte constitutiva de un AMI.



Figura 1.13. Medidor inteligente de CFE. Gómez López, J., M., et al. (2015). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Boletín IIE, p. 181.

Las capacidades de un Medidor Inteligente varían de acuerdo con el fabricante, las características más importantes son las siguientes: (Coronel, 2011, pp. 65-66).

- Soporta la comunicación bidireccional vía radio frecuencia en el rango de 900 MHz.
- Comunicación basada en el protocolo IP.
- Detecta y notifica eventos en la red para verificar su estado como las interrupciones del servicio y su restauración.
- Soporta la recolección de información de manera programada o cuando se solicite.
- Dispone de seguridad robusta y cifrada para cumplir con los estándares de la industria.
- Soporta actualizaciones de “firmware” y la programación del medidor de manera remota.
- Monitoreo continuo del enlace y cálculo del enrutamiento.
- Dispone de alarmas ante manipulaciones maliciosas y no permitidas.
- Soporta varios tipos y formas de conexiones (conexión directa, semi-directa, indirecta), para sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos.
- Soporte de varios planes tarifarios, incluyendo Tiempo de uso.
- Medición, registro y envío de los parámetros de potencia.
- Permite maniobras de control a distancia (interrupción, reconexión).



- Medición de valores instantáneos.
- Consumo bajo de potencia lo cual disminuye las pérdidas.
- Soporta aplicaciones inteligentes como respuesta de la demanda.
- Dimensiones compactas para ahorrar espacio y simplificar el manejo e instalación.
- Posee una pantalla LCD lo suficientemente amplia para facilitar lecturas y evitar errores.

Concentrador de Datos o Puerta de Enlace (Getaway): Es un concentrador o recolector de información que típicamente está ubicado en las subestaciones y/o en los transformadores de distribución, es un equipo de mayor capacidad de almacenamiento de información y se encarga de recolectar los datos de una determinada cantidad de medidores inteligentes, para luego transmitir esta información sobre la red de comunicación hacia la empresa de servicios. (Coronel, 2011, p. 67).

Típicamente los medidores inteligentes se comunican con los concentradores vía radiofrecuencia o utilizan la tecnología Power Line Communication (PLC). En la Figura 1.14, se puede observar la ubicación del concentrador de datos, el cual es la puerta de enlace entre los Medidores Inteligentes y la red de comunicación.

Las características de un concentrador de datos también varían de acuerdo con el fabricante siendo las más importantes las siguientes: (Coronel, 2011, p. 68).

- Monitorea el estado y el funcionamiento de los dispositivos.
- Recolecta y transmite la información de los medidores incluyendo datos del consumo y parámetros eléctricos adicionales.
- Detecta automáticamente los medidores inteligentes durante la instalación.
- Capacidades físicas robustas y resistentes al clima.
- Actualización remota del Firmware.
- Se puede instalar en cualquier punto de la red de distribución.
- Comunicación basada en los protocolos IP ya sea por cable o inalámbricamente.
- Comprime los datos para reducir el uso del ancho de banda.
- Seguridad cifrada de la información para garantizar su privacidad.

- Soporta programas de respuesta de la demanda.
- Soporta varias tecnologías y medios de comunicación.

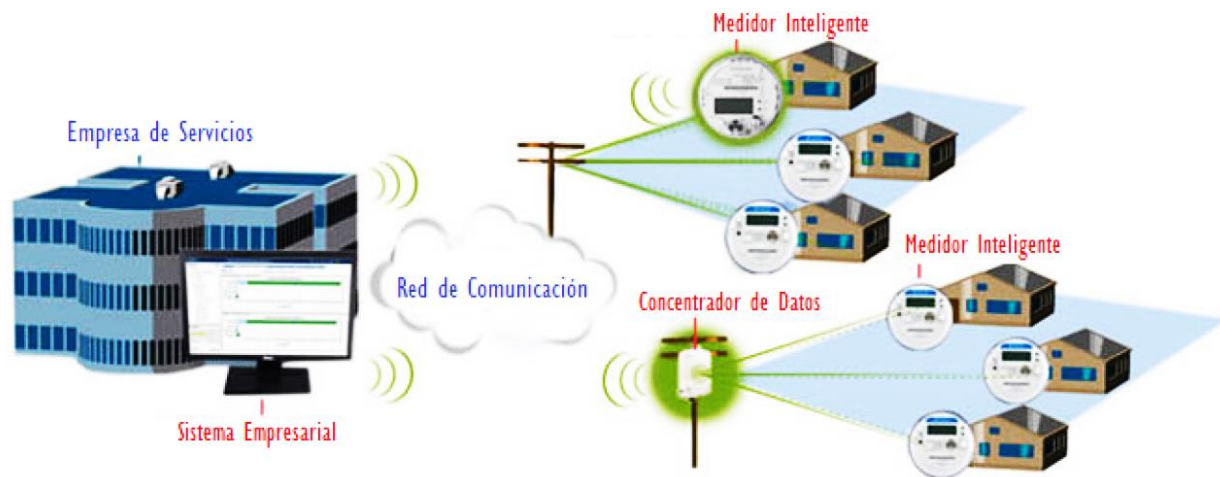


Figura 1.14. Ubicación del Concentrador de Datos. *ECHELON The NES System Components* (Como se citó en Coronel Gutiérrez, M. V. (2011)). Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, p. 68.

1.4.2.2 COMPONENTES DE COMUNICACIÓN

Es el medio para intercambiar información entre el concentrador de datos y la empresa de servicios públicos. La infraestructura de comunicación de AMI puede contener varios medios y tecnologías para la transmisión de datos incluyendo: redes inalámbricas, microondas, PLC, fibra óptica, entre otras, siendo totalmente flexible, ya que incluso se puede disponer de un sistema de comunicación híbrido. (Coronel, 2011, p. 69). La Tabla 1.1 describe las redes de comunicación más utilizadas en los sistemas de Medición Inteligente.

La compañía distribuidora debe ser capaz de lidiar con los siguientes problemas en la red de comunicación de los sistemas AMI: (Stuard, 2013, p. 267).

1. Flexible para asegurar la cobertura de servicio.
2. Adaptable para ajustarse a las necesidades del consumidor.



3. Recuperación de ingresos para satisfacer al administrador de servicios.
4. Adaptación de los usuarios con los nuevos servicios que se habiliten.
5. Incorporación de sistemas y software para la ciberseguridad y privacidad.

Tabla 1.1. Redes de Comunicaciones empleadas en las AMI.

Red de Comunicación	Descripción
Red Inalámbrica (Wireless Network)	Tecnologías que utilizan ondas electromagnéticas para enlazar nodos de comunicación, esto permite disponer de Internet de alta velocidad y habilita la transmisión de datos sin la necesidad de una conexión física, por lo que existe un gran ahorro de todas las conexiones incluyendo el cableado, pero la gran desventaja son los niveles de seguridad.
Red Power Line Communications (PLC)	Tecnología que se emplea en las líneas eléctricas convencionales, para permitir la transmisión de señales de radio habilitando la comunicación de datos. Esta tecnología convierte la línea eléctrica tradicional en una línea digital de alta velocidad lo que permite entre otras aplicaciones el acceso a Internet de banda ancha.
Sistema Global para las Comunicaciones Móviles (GSM)	Es un sistema estándar, completamente definido, para la comunicación mediante teléfonos móviles que incorporan tecnología digital. Permite a los usuarios navegar por Internet, además la red GSM puede ser utilizada para la transmisión de datos AMI en empresas de servicios que no disponen de su propia infraestructura de comunicación.
Red de Retorno (Backhaul)	Permite la conexión entre los equipos de telecomunicaciones encargadas de realizar el tráfico de información. La red de retorno interconecta redes entre sí y constituye parte fundamental de un sistema de telecomunicaciones.

Nota: Adaptado de “Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” por Coronel Gutiérrez, M. V., 2011, p. 69.

1.4.2.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE GESTIÓN EMPRESARIAL

La información que ha sido recolectada desde los medidores inteligentes al concentrador de datos, y transmitida a través de la infraestructura de telecomunicaciones a la empresa de servicios, debe ser tratada de manera óptima por el sistema de gestión empresarial, con el objetivo principal de permitir todas las funcionalidades de AMI y habilitar las nuevas aplicaciones inteligentes para la empresa y clientes. El sistema de gestión empresarial principalmente consta del Software de Gestión, el cual dispone de capacidades para realizar varias actividades de monitoreo y control de la información, y dispositivos de campo relacionados con la automatización del proceso de lectura de medidores y el control a distancia de las acciones de interrupción y reconexión. (Coronel, 2011, p. 70).

1.4.3 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS AMI

La Tabla 1.2 demuestra las ventajas en las diferentes áreas de aplicación de los sistemas AMI.

Tabla 1.2. Ventajas de la implementación de los sistemas AMI.

Áreas Beneficiadas	Ventajas
Consumidores	<ul style="list-style-type: none">• Información para gestión en el uso de energía.• Facturación precisa y oportuna.• Mejores opciones tarifarias.• Rápida restauración de fallas.• Información sobre calidad de la energía.
Operaciones de campo	<ul style="list-style-type: none">• Menor costo en lectura de medidores.• Reducción de toma de lecturas extemporáneas.• Elimina el uso de aparatos portátiles para toma de lecturas.• Evita conexión y desconexión manual de servicios.
Facturación, contabilidad y protección de ingresos	<ul style="list-style-type: none">• Detección temprana de alteración de medidores o robo de energía.• Disminución de estimación en facturación.• Reducción de ajustes de cuenta por errores de facturación.
Transmisión y distribución	<ul style="list-style-type: none">• Reducción de pérdidas de energía eléctrica no técnicas.• Mejor manejo de carga en transformadores.• Mejor control de bancos de capacitores.• Información de eficiencia, confiabilidad y distribución de carga.• Información de calidad de la energía por áreas.
Mercados y pronóstico de carga	<ul style="list-style-type: none">• Reducción de costos en recopilación de datos para estudios de carga.
Empresa suministradora del servicio	<ul style="list-style-type: none">• Disminución de quejas.• Mejor perfil de riesgo.• Reducción en accidentes de operadores.
Beneficiarios externos	<ul style="list-style-type: none">• Beneficios ambientales.• Favorece iniciativas de REI.

Nota: Adaptado de “Diseño de medidor inteligente e implementación de sistema de comunicación bidireccional.” Por Queen, Ellery. (Como se citó en Valdiosera Marroquín, A., 2013, p. 27).

1.5 SEGURIDAD CIBERNÉTICA

La REI enfrenta un desafío relaciona con la seguridad cibernética de los sistemas, éste es un problema debido a la posibilidad de obtener información sobre las cargas por personas no autorizadas, así como el acceso a sus datos, números de cuenta, interrupciones del suministro no autorizadas, pérdida del sistema y otros aspectos de la REI. Los ataques cibernéticos se vuelven de mayor presencia, ya que se vuelve cada vez más interconectado la red. (Ekanayake, Liyanage, Wu, Yokoyama, y Jenkins, 2012, p. 69).



En el caso de interrupciones forzadas las industrias que emplean procesos continuos, como las refinerías petroquímicas y la manufactura farmacéutica, entre otras, podrían verse muy afectadas económicamente. Las medidas de seguridad que deben de garantizar las REI son: (Ekanayake, et al., 2012, p. 69).

- Privacidad de los datos entre el destinatario y el remitente.
- Envío y recepción de mensajes en tiempo real.
- Autenticación de los mensajes.
- Confirmación del origen proveniente de un mensaje.

No contar con medidas de seguridad cibernética también puede llevar a determinar el equipamiento que existe en un hogar y sus patrones de uso y su posible intervención de estos. Otra cuestión que se presenta es la existencia de un gran número de empresas que tratan de trazar la actividad de los usuarios mediante técnicas tales como las cookies o huella única que se puede conseguir mediante el análisis de la información que se envía al visitar una página Web. El tema de la privacidad en las redes eléctricas probablemente se situará a un nivel parecido al de la privacidad en Internet y será objeto de especial atención de los entes reguladores como el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST, por sus siglas en inglés) o del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE, por sus siglas en inglés). (Díaz y Hernández, 2011, p. 59).



CAPÍTULO 2.

IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS AMI EN MÉXICO

Actualmente los Sistemas AMI en México no han obtenido un despliegue considerable, pero se cuenta con programas que impulsan el desarrollo y rutas para su ejecución. Por parte de la CFE se han instalado medidores modernizados que permiten la reducción de pérdidas no técnicas, pero aún carecen de tecnologías complementarias que limitan su eficiencia en la gestión de la energía eléctrica. Es por ello, que se debe conocer el estado actual de estas tecnologías ya que nos permite evaluar sus posibilidades de desarrollo en el país.

2.1 LA RGD HACIA UNA REI EN MÉXICO

La RGD presenta grandes desafíos para su evolución hacia una REI, ya que es la interfaz de la transmisión de energía eléctrica y el usuario final. Es así como en su mayoría de las tecnologías van vinculadas hacia el consumidor de energía eléctrica. Un cambio en la red podría lograr obtener en resumen las siguientes ventajas: (Hadjsaïd, y Sabonnadière, 2012, p. 20).

- Incorporación de energías renovables, almacenamiento de energía, gestión de la energía, mejor calidad de la energía, seguridad del suministro.
- Eficiencia energética en la red, disminución de pérdidas eléctricas, combate a la reducción de emisiones contaminantes.
- Administración eficiente del sistema, reducción de costos de operación y mantenimiento.
- Desarrollo de interoperabilidad entre los diferentes actores (flujo de potencia y procesos de comercialización).

La Ley de Transición Energética (LTE) establece que cada tres años el CENACE con el apoyo de la CRE, los Transportistas, Distribuidores y Suministradores, deberá de elaborar y proponer a la SENER, previa opinión técnica de la CRE, un programa de REI, el cual tendrá como objetivo apoyar la modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, permitiendo una mayor interacción entre los dispositivos de los usuarios finales y el SEN. El proceso de elaboración del programa se desarrolla como lo muestra la Figura 2.1. (SENER, et al., 2016, p. 6).

En abril del año 2011 la SENER a través de la Dirección General de Asuntos Internacionales, suscribió un acuerdo de cooperación y participación en las actividades sobre REI que la International Smart Grid Action Network (ISGAN, por sus siglas en inglés) promueve. México y más países como Estado Unidos de América, China, Japón, Canadá, Australia, España y entre otros, participan en la ISGAN y tienen como objetivo proporcionar atención y acciones para el desarrollo y despliegue de la REI. (SENER, et al., 2016, p. 8).

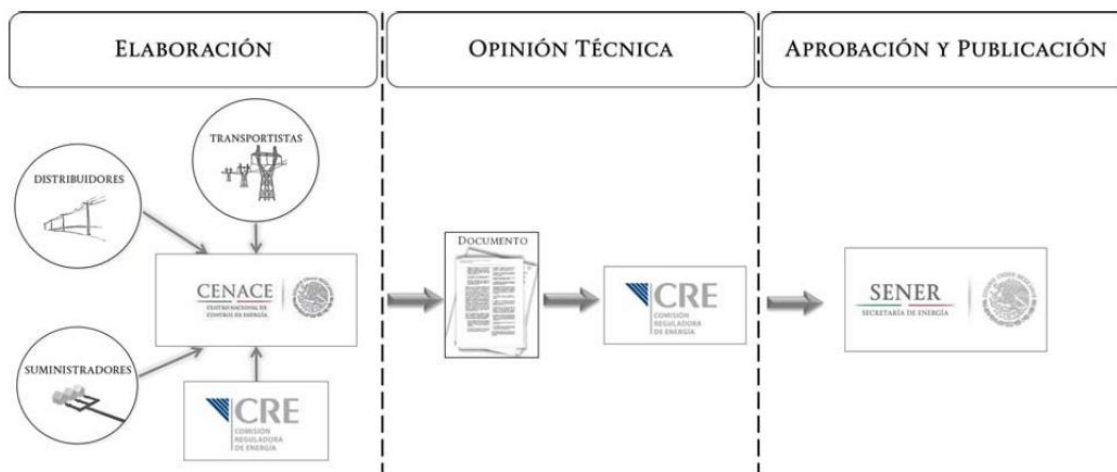


Figura 2.1. Proceso de elaboración del programa de REI. SENER, et al. (2016). Programa de Redes Eléctricas Inteligentes 2016, p. 7.

Para el año 2014 se conformó el Grupo de Trabajo de REI (GTREI), el cual integra a la SENER, la CFE, la CRE y el CENACE, y posteriormente, se integraron al GTREI la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), obsérvese la Figura 2.2. El objetivo es promover de manera integral el desarrollo de los recursos que se requerirán y los que se generen durante el proceso de implementación de estas nuevas tecnologías para aprovechen al máximo las capacidades nacionales. (SENER, et al., 2016, p. 10).

La CFE, SENER y CRE tienen cada uno visiones de los programas de REI en México. A continuación, se muestra un resumen de cada programa.



Figura 2.2. Integrantes del grupo de trabajo de la REI. SENER, et al. (2016). Programa de Redes Eléctricas Inteligentes 2016, p. 10.

2.1.1 EL PROGRAMA DE LA CFE

La CFE desarrolló un plan preliminar del Mapa de Ruta de la REI basado en cinco perspectivas clave que describe la Tabla 2.1. (ESTA International, et al., 2014, p. 3-46).



Tabla 2.1. Perspectivas claves de CFE para la REI.

Perspectivas	Descripción
Cliente	Le permite al cliente tener acceso a información de más calidad, en tiempo real y con opciones de tarifas con el fin de administrar su consumo y al mismo tiempo recibir los beneficios de esa administración.
Gestión de Recursos	Optimizar el uso de la infraestructura existente y aumentar la eficiencia en los procesos de operación.
Operación de la Red	Administrar la operación automatizada de la red con la información de los sistemas avanzados de análisis y control dinámico.
Sustentabilidad	Facilitar la interconexión de generación renovable, vehículos eléctricos y esquemas de almacenamiento de energía.
Tecnologías de Información y Comunicaciones	Implementar una arquitectura de negocios eficiente para las tecnologías de la información y las comunicaciones, alineada a los procesos de interoperabilidad y seguridad.

Nota: Adaptado de “Reporte final. Marco regulatorio de la red eléctrica inteligente (RIE) en México para la Comisión Reguladora de Energía” por ESTA International, et al., 2014, p. 3-46.

El Mapa de Ruta de la CFE tiene tres etapas: A corto plazo (hasta el año 2015), a mediano plazo (2016-2020), a largo plazo (2021-2026). Con base en su visión y objetivos, también identificó los siguientes cinco proyectos prioritarios: (ESTA International, et al., 2014, p. 3-46).

1. Reducción de pérdidas de energía en el sistema nacional
2. Arquitectura Empresarial para las Tecnologías de la Información y Comunicaciones
3. Fortalecimiento de los sistemas de comunicaciones con el consumidor
4. Sistemas de Gestión de Activos
5. Sistema Institucional de Sistemas de Información Geográfica (GIS)

En el plan de implementación de la REI de CFE, se previó el despliegue de medidores electrónicos; sin embargo, solamente una fracción en la fase II (a mediano plazo) se esperaba que fueran AMI con capacidades de medidores eléctricos inteligentes.

2.1.2 EL PROGRAMA DE LA SENER

La visión de SENER para la REI se basa en Estrategia Nacional de Energía. A continuación, se presentan los aspectos más destacados: (ESTA International, et al., 2014, p. 3-47).



- Incrementar la confiabilidad, seguridad, sustentabilidad y la eficiencia de las centrales eléctricas, líneas de transmisión y distribución, estructuración y consolidación de un conjunto de programas, proyectos y acciones que formarán el Mapa de Ruta de la REI.
- Operar bajo estándares internacionales de confiabilidad y eficiencia para proporcionar flexibilidad e interconectar los sistemas de generación con energías renovables y sistemas de almacenamiento.
- Promover la transformación de los procesos de negocio, basada en el desarrollo de capital humano, así como en la arquitectura de la infraestructura de la información, de forma confiable e integral para lograr una mayor satisfacción del cliente y permitiéndoles el acceso a las diversas opciones de servicios y tarifas mejorando así la eficiencia en el consumo.
- Transformar la gestión y operación tradicional a través de la capacidad de adquirir datos de los dispositivos de la red eléctrica, para después comunicarlos y ordenarlos para su aplicación operativa en tiempo real.

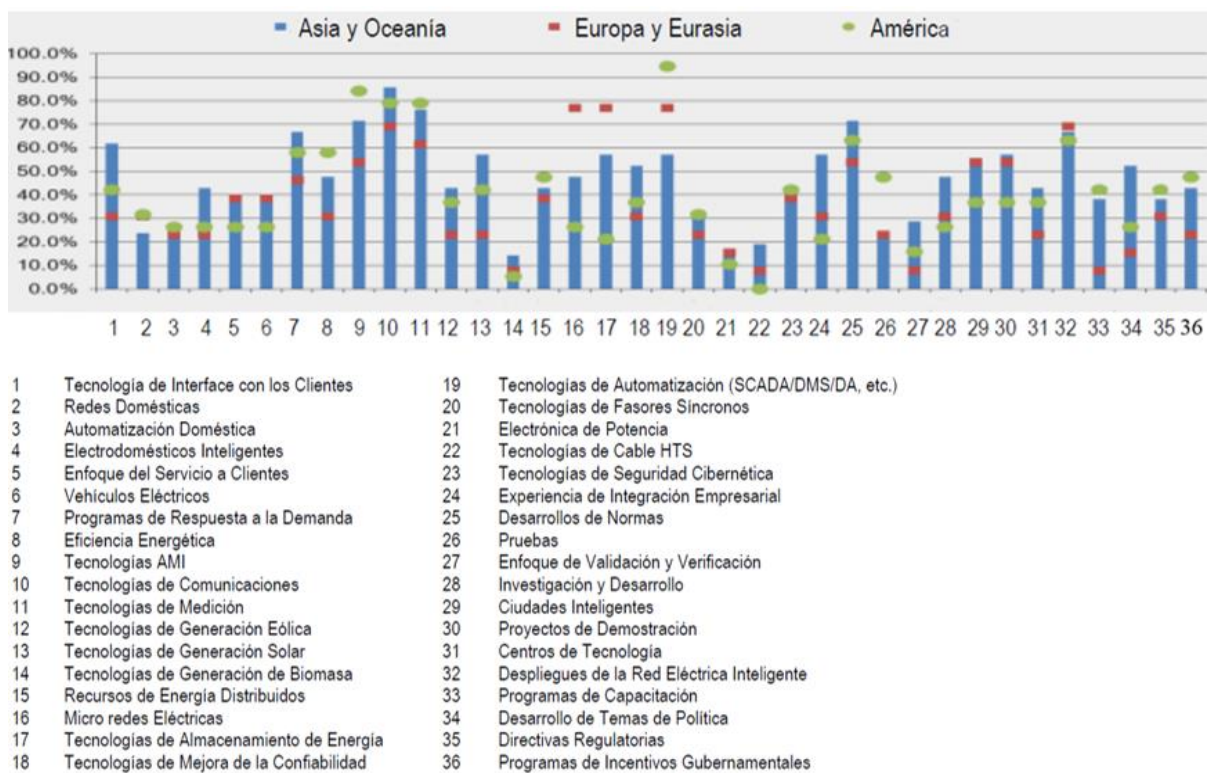
En el área de Distribución, la visión de la SENER hace hincapié en la necesidad de medidores eléctricos inteligentes como los principales impulsores para la implementación de REI y el mejoramiento de las RGD.

2.1.3 EL PROGRAMA DE LA CRE

La CRE aún está refinando la visión reguladora de la REI en México, con atención especial al mejoramiento de la operación del sistema eléctrico, en vista de la gran cantidad de recursos energéticos renovables previstos para el Sector Eléctrico Mexicano hacia el año 2026. (ESTA International, et al., 2014, p. 3-47).

2.2 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

La implementación de las REI a nivel mundial evoluciona de formas distintas, ya que están relacionadas a su sistema eléctrico, la organización y la estructura de las empresas eléctricas. No obstante, todos demuestran interés por en mejorar la confiabilidad, eficiencia, economía, medio ambiente y seguridad. La Figura 2.3, demuestra el claro avance de las tecnologías de REI en el mundo.



- | | | | |
|----|---|----|--|
| 1 | Tecnología de Interface con los Clientes | 19 | Tecnologías de Automatización (SCADA/DMS/DA, etc.) |
| 2 | Redes Domésticas | 20 | Tecnologías de Fasores Sincronos |
| 3 | Automatización Doméstica | 21 | Electrónica de Potencia |
| 4 | Electrodomésticos Inteligentes | 22 | Tecnologías de Cable HTS |
| 5 | Enfoque del Servicio a Clientes | 23 | Tecnologías de Seguridad Cibernética |
| 6 | Vehículos Eléctricos | 24 | Experiencia de Integración Empresarial |
| 7 | Programas de Respuesta a la Demanda | 25 | Desarrollos de Normas |
| 8 | Eficiencia Energética | 26 | Pruebas |
| 9 | Tecnologías AMI | 27 | Enfoque de Validación y Verificación |
| 10 | Tecnologías de Comunicaciones | 28 | Investigación y Desarrollo |
| 11 | Tecnologías de Medición | 29 | Ciudades Inteligentes |
| 12 | Tecnologías de Generación Eólica | 30 | Proyectos de Demostración |
| 13 | Tecnologías de Generación Solar | 31 | Centros de Tecnología |
| 14 | Tecnologías de Generación de Biomasa | 32 | Despliegues de la Red Eléctrica Inteligente |
| 15 | Recursos de Energía Distribuidos | 33 | Programas de Capacitación |
| 16 | Micro redes Eléctricas | 34 | Desarrollo de Temas de Política |
| 17 | Tecnologías de Almacenamiento de Energía | 35 | Directivas Regulatorias |
| 18 | Tecnologías de Mejora de la Confiabilidad | 36 | Programas de Incentivos Gubernamentales |

Figura 2.3. Desarrollo de la REI en el mundo. ESTA International, et al. (2014). Reporte final. Marco regulatorio de la red eléctrica inteligente (RIE) en México para la Comisión Reguladora de Energía, p. 5-20.

2.3 FACTORES DESENCADENANTES

Los factores que intervienen en el desarrollo de las REI abarcan aspectos económicos, técnicos y ambientales y de regulación, los cuales se describen a continuación.



2.3.1 NECESIDADES ECONÓMICAS

La implementación de las REI implica obtener y recibir beneficios de los recursos económicos. Si bien, las pérdidas económicas por la interrupción del servicio eléctrico, calidad del suministro, conexiones irregulares y otros aspectos, asciende a cientos de miles de millones de pesos anualmente, además la presente inestabilidad de los costos en los combustibles impacta al costo del servicio eléctrico del consumidor. La necesidad de implementar REI para disminuir las pérdidas económicas plantea obtener fuentes de financiamiento para la inversión de estas tecnologías.

La Energy Strategy and Technology Associates International (ESTA International, por sus siglas en inglés), realizó una encuesta para determinar a las instituciones financieras que pudieran otorgar el financiamiento necesario para proyectos de REI en México. Estas incluyen al Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial, y el Banco para Exportaciones e Importaciones de los Estados Unidos. (ESTA International, et al., 2014, p. 8-1).

Una clave para el financiamiento de proyectos de REI es la Comisión Financiera Internacional (CFI), que ofrece eventualmente un 25 % de financiamiento de un anteproyecto para respaldarlos, ya que uno de sus objetivos es el desarrollo del país. (ESTA International, et al., 2014, p. 8-4).

2.3.2 NECESIDADES AMBIENTALES

Toda obra o actividad actualmente requiere de una evaluación de su impacto ambiental, es decir, se aplican leyes ambientales para asegurar que no existan desequilibrios ecológicos en su ejecución. En México la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) es la encargada de realizar las evaluaciones de los proyectos en materia de su impacto ambiental.

El desarrollo de las REI implica consumir aparatos electrónicos que en un futuro podrían ser residuos electrónicos. Actualmente en México se genera un gran volumen de desechos electrónicos lo cual ha generado una gran preocupación en su manejo ya que existe ausencia de infraestructura en los sistemas de recolección. Los proyectos de REI tendrán que presentar un plan de gestión ambiental para enfrentar los problemas de residuos sólidos, aunque no sean considerados peligrosos, pero si se debe tener un control de ellos. (ESTA International, et al., 2014, p. 6-8).

2.3.3 NECESIDADES REGULATORIAS

El desarrollo de las REI requiere de nuevos marcos regulatorios para adaptarse a una negociación nueva entre las empresas eléctricas de servicio público, regulación de tarifas, estrategias de inversión, diseño del mercado, servicios al cliente entre otras. La SENER, la CFE y la cooperación de otras dependencias gubernamentales deberán establecer legislaciones o mandatos que aborden las regulaciones antes mencionadas. (ESTA International, et al., 2014, p. 4-12).

Un ejemplo claro de un cambio regulatorio es la interacción de la CFE y los consumidores. Una nueva comercialización prevista de la energía eléctrica con REI se observa en la Figura 2.4. Queda claro que la incorporación de REI requiere de la revisión y cambio en las políticas regulatorias para ser adaptadas a los consumidores. (ESTA International, et al., 2014, p. 4-20).

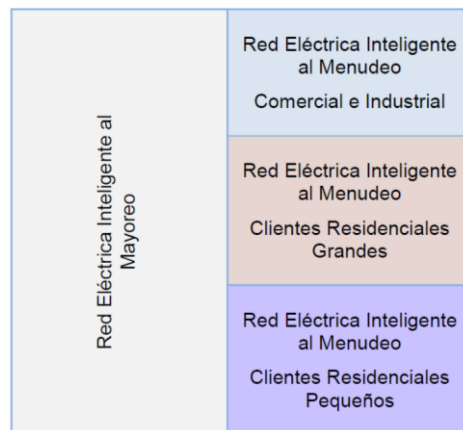


Figura 2.4. Segmentos de Mercado de REI. ESTA International, et al. (2014). Reporte final. Marco regulatorio de la red eléctrica inteligente (RIE) en México para la Comisión Reguladora de Energía, p. 4-20.

2.4 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA RGD DE MÉXICO

Actualmente la CFE es la encargada de atender la demanda de energía eléctrica y su despacho hacia los usuarios básicos, los cuales se encuentran interconectados a la RGD. Aquí se registran las pérdidas no técnicas de energía ya que es donde se realiza la comercialización y distribución.



Cada año la CFE Distribución se ha enfocado en disminuir las pérdidas no técnicas en la RGD. Al cierre del año 2016 el proceso de distribución que desarrollo la CFE fue de 288 919 [GWh], la cual se distribuyó en las dieciséis divisiones de distribución del país. (CENACE, et al., 2017, p. 121).

Si analizamos las pérdidas de energía eléctrica en la RGD a nivel nacional durante el año 2015 al año 2016, Tabla 2.2, se observa que las pérdidas técnicas son menores que las pérdidas no técnicas, pero de igual manera ambas pérdidas reflejan la falta de eficiencia en la red. De acuerdo con la SENER y CFE, las pérdidas no técnicas fueron de 18 539 [GWh], lo que equivale al 8,44 % de la energía total en base a la energía recibida en niveles de media tensión. El valor económico de estas pérdidas asciende a los 25 944 millones de pesos. (CENACE, et al., 2017, p. 121).

Tabla 2.2. Pérdidas de energía en distribución a nivel nacional en el año 2016, considerando como base la energía recibida en niveles de media tensión.

Pérdidas de energía en distribución a nivel nacional 2015 – 2016			
Pérdidas técnicas		Pérdidas no técnicas	
[GWh]	%	[GWh]	%
13 838	6,3	18 539	8,44

Nota: Adaptado de “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN” por CENACE, et al., 2017, p. 121.

Se considerada una pérdida no técnica de energía el Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) ante una falla del suministro eléctrico, ya que genera pérdidas económicas para el Distribuidor y los Usuarios en especial los que prestan un servicio o producción. Esta genera el desplazamiento de personal para atender la falla y genera costos de operación y mantenimiento. De acuerdo con CFE Distribución el TIU en el año 2015 en las divisiones del interior del país (sin considerar el Valle de México) fue de 35,8 [min], para el mismo año el TIU en el Valle de México fue de 40.82 [min]. La evolución histórica del TIU se observa en la Figura 2.5. (SENER, et al., 2016, p. 20).

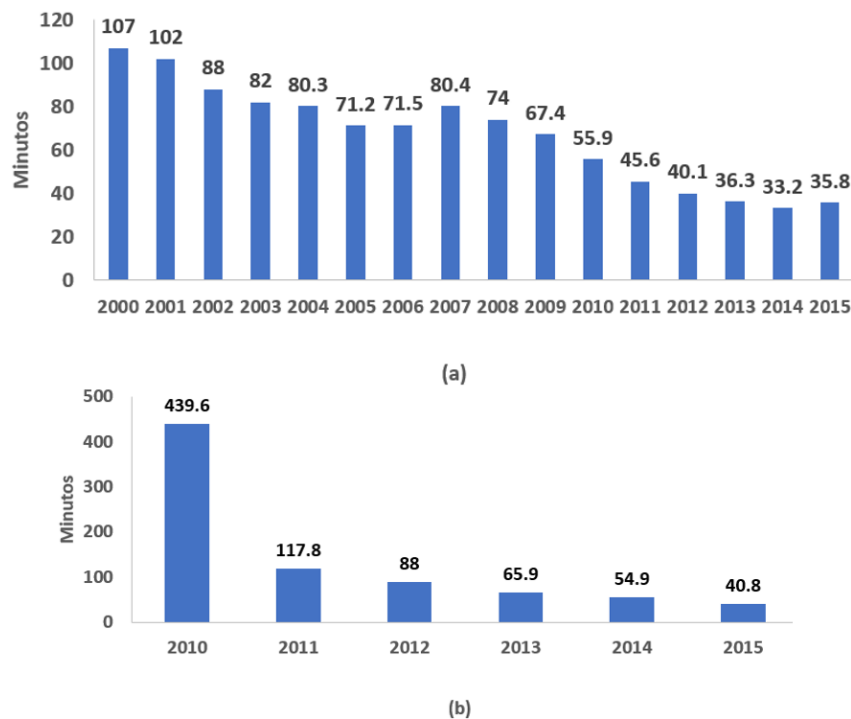


Figura 2.5. Evolución histórica del TIU de distribución en el país. (a) Todas las divisiones sin el Valle de México. (b) En la división Valle de México. SENER, et al. (2016). Programa de Redes Eléctricas Inteligentes 2016, p. 20.

2.5 PROYECTOS DE SISTEMAS AMI

Actualmente la CFE tiene instalados medidores electrónicos y electromecánicos que carecen de comunicación remota, no tienen la capacidad de presentar informes de eventos irregulares que se presenten en la comercialización y gestión de la energía eléctrica. En comparación, los sistemas AMI usan medidores que son capaces de realizar medición, monitoreo, comunicación y operación para administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota. Como lo son:

- Toma de lecturas.
- Interrupción y reconexión de servicio.
- Informe de fallas y anomalías en el medidor.
- Informe de conexiones irregulares.
- Consumo en tiempo real.



Actualmente los proyectos con sistemas AMI que ya se han desarrollado en México han sido en algunas colonias de la Zona Polanco en la División Valle de México Centro, así como en Acapulco de la División Centro Sur, con una instalación de más de 134 000 medidores hasta el año 2015. Los resultados obtenidos en Zona Polanco durante el primer año han sido la reducción de pérdidas no técnicas de 16,5 [GWh] y para Zona Acapulco fue de 27,2 [GWh]. (SENER, et al., 2017, p. 49).

Para llevar a cabo la ejecución de cambio de tecnología se les informo a los usuarios a través de trípticos sobre los nuevos equipos de medición y los beneficios que se pueden obtener en la adopción de éste esquema voluntario. Al finalizar estos proyectos, se entregó un dispositivo personal para que, a través de un display, el usuario pueda monitorear la lectura de su consumo, cuando así lo desee. (SENER, et al., 2016, p. 22).

Para realizar estos proyectos con sistemas AMI se requirió investigar y realizar análisis estadísticos como: (SENER, et al., 2017, p. 49).

- Detectar las zonas geográficas donde existe mayores pérdidas no técnicas y altos costos operativos.
- Obtener el indicador de pérdidas, volumen de pérdidas y promedio de energía perdida por usuario.
- Energía facturada por usuario.
- Costos unitarios de los procesos operativos de lecturas, cortes y reconexiones.
- Inconformidades por altos consumos.
- Inconformidades relacionadas con la calidad del suministro.

Se tiene proyectado continuar con la instalación de sistemas AMI en las áreas de altos índices de pérdidas no técnicas, los beneficios del impacto de estos proyectos de observan en la Tabla 2.3, los cuales son estimados hasta el año 2021.



Tabla 2.3. Indicadores económicos y beneficio total anual de energía a obtener mediante la instalación de sistemas AMI en el país, estimado para el periodo 2017-2021.

Datos de todas las divisiones de distribución a nivel nacional									
Año	2017	2018	2019	2020	2021	Total	Indicadores económicos		
							TIR [%]	VPN [Millones de pesos]	B/C
Medidores modernizados	322 283	322 283	354 507	389 954	428 948	1 817 975	32,7	2 249	2,91
Beneficio anual [GWh]	117,1	117,1	128,9	141,6	156,0	660,4			

Nota: Adaptado de “Programa de Redes Eléctricas Inteligentes 2017” por SENER et al., 2017, pp. 54 - 56.



CAPÍTULO 3.

EVALUACIÓN DEL SISTEMA AMI

3.1 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para evaluar la rentabilidad de los sistemas AMI en la RGD del Polígono Lomas de Chapultepec de la DVMX Centro, es necesario conocer el estado actual de la Red de Distribución y así reconocer las problemáticas presentes referidas a pérdidas no técnicas de energía eléctrica, las cuales se pretenden reducir con la implementación de sistemas AMI como una tecnología primordial de las REI.

3.1.1 UBICACIÓN

La selección de la División Valle de México Centro se eligió de acuerdo con los Factores de Pérdidas de energía eléctrica aprobadas en el Acuerdo A/074/2015 que aprobó la CRE para el año 2018, los cuales se observan en la Tabla 3.1. Éste factor sirve para estimar el total de las pérdidas de energía eléctrica ya que nos da la energía que debería ser ingresada o inyectada a la red. Dicho factor se diferencia por el nivel de tensión y división de distribución.

La selección de la Zona Polanco se eligió en base a los Índices de Pérdidas de energía eléctrica más actuales de la DVMX Centro. De acuerdo con la Tabla 3.2, se observa un incremento de las pérdidas no técnicas en el año 2012 en la Zona Polanco. Además, el Índice de Pérdidas para esa División es considerable ya que, si comparamos la energía recibida en la Zona Tacuba y la Zona Polanco, observamos que son aproximadamente iguales pero el Índice de Pérdidas es el doble para la Zona Polanco en comparación de la Zona Tacuba.



Tabla 3.1. Factores de pérdidas aprobadas para el año 2018 por la CRE.

Factores de Pérdidas 2018		
División de Distribución	Baja Tensión	Media Tensión
Baja california	1,153945	1,010646
Bajo	1,240491	1,021753
Centro Occidente	1,134384	1,015281
Centro Oriente	1,221356	1,018129
Centro Sur	1,298348	1,022964
Golfo Centro	1,172325	1,016816
Golfo Norte	1,241870	1,011161
Jalisco	1,229188	1,011906
Noreste	1,150642	1,013286
Norte	1,203400	1,026250
Oriente	1,205873	1,019399
Peninsular	1,210323	1,019918
Sureste	1,190002	1,029315
Valle de México Centro	1,321047	1,006875
Valle de México Norte	1,512148	1,005842
Valle de México Sur	1,549106	1,009283

Nota: Adaptado de “Acuerdo A/074/2015” expedida por la CRE, 2015, p. 22.

El Polígono de estudio seleccionado finalmente es Lomas de Chapultepec que pertenece a la Zona Polanco de la DVMX Centro, ubicada en la Ciudad de México, Delegación Miguel Hidalgo. La ubicación se muestra en la Figura 3.1 y el Polígono en la Figura 3.2.

Tabla 3.2. Índice de Pérdidas de energía eléctrica en la División Valle de México Centro.

División Valle de México Centro									
Zona	Energía recibida [kWh]	Pérdidas [%]				Reducción de Pérdidas [%]		Índice de Pérdidas	
		No Técnicas		Técnicas		Técnicas	No Técnicas	2011	2012
		2011	2012	2011	2012				
Netzahualcoyotl	1 296 149 148	23,09	25,71	9,49	9,12	0,37	*2,62	32,58	34,83
Chapingo	3 182 607 713	24,48	23,42	6,46	6,78	*0,32	1,06	30,94	30,20
Zócalo	2 365 755 884	14,11	8,60	2,75	2,74	0,01	5,51	16,86	11,34
Tacuba	2 907 188 078	8,24	2,60	3,44	4,06	*0,62	5,64	11,68	6,66
Benito Juárez	2 423 073 770	4,31	2,06	6,68	6,56	0,12	2,25	10,99	8,62
Polanco	2 953 391 204	7,88	9,58	7,53	4,96	2,57	*1,7	15,41	14,54
Aeropuerto	1 728 964 378	14,14	10,30	6,48	7,15	*0,67	3,84	20,62	17,45

Nota: * Estos valores en % indican un incremento de pérdidas. Fuente CFE Planeación Polanco.

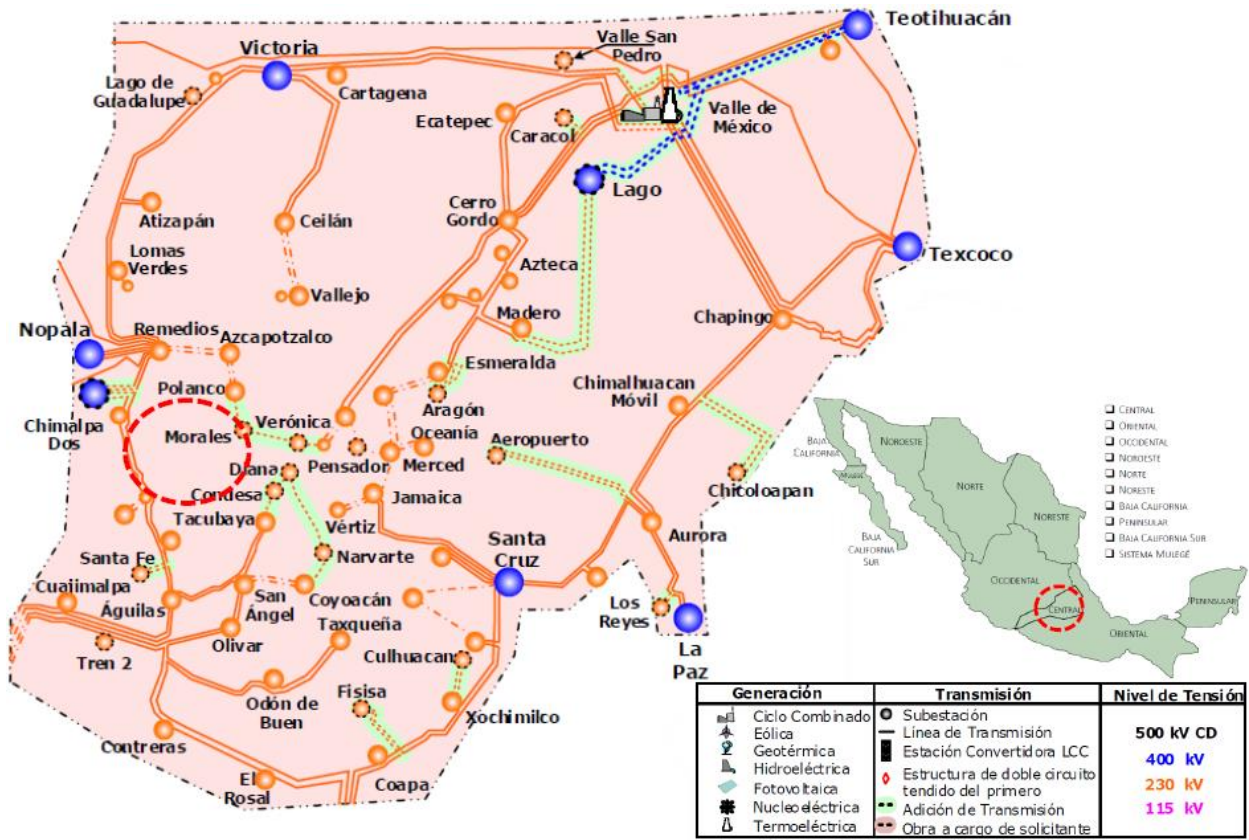


Figura 3.1. Ubicación de la Zona Polanco en la DVMX Centro. Adaptado de “Diagramas Unifilares del SEN 2016-2021” por CENACE, p. 5.

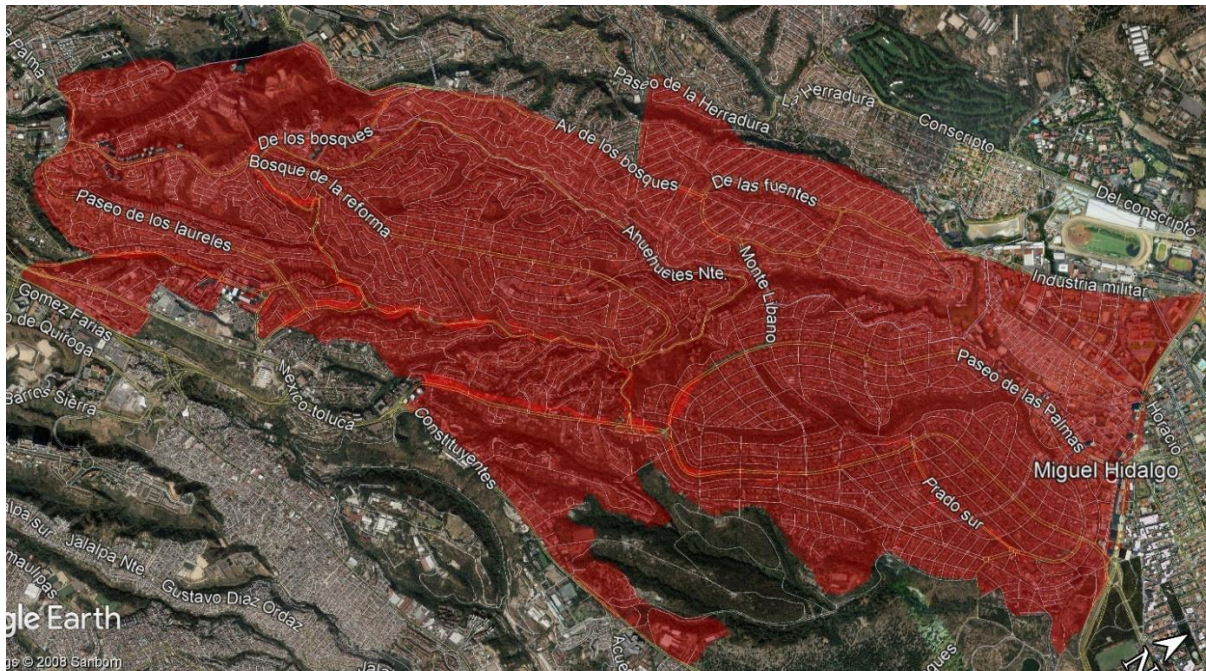


Figura 3.2. Polígono Lomas de Chapultepec de la Zona Polanco. Elaboración propia.



3.1.2 USUARIOS

Se identificaron 35 423 Usuarios Básicos en el Polígono Lomas de Chapultepec, de los cuales de acuerdo con Tabla 3.3 cuentan con los siguientes estados y equipos de medición:

Tabla 3.3. Estados y equipos de los Usuarios identificados en el Polígono Lomas de Chapultepec.

Estado de los Usuarios y equipos de medición para el suministro de energía			
Número de fases	Equipos (Pz.)	Clientes	Usos ilícitos
1	10 287	32 573	2 850
2	5 595		
3	19 541		
Total		35 423	

Nota: Fuente CFE Planeación Polanco.

De acuerdo con los 35 423 Usuarios Básicos se identificaron las tarifas que muestran en la Figura 3.3. Actualmente CFE tiene un nuevo esquema tarifario que entro en operación en diciembre del año 2017 los cuales tienes los equivalentes siguientes:

- Tarifa 2 y 6: Actualmente Tarifa PDBT (Pequeña demanda de hasta 25 kW-mes en Baja Tensión).
- Tarifa 3 y 6: Actualmente Tarifa GDBT (Gran demanda de mayor a 25 kW-mes en Baja Tensión).
- Tarifa OM: Actualmente Tarifa GDMTO (Gran demanda en Media Tensión ordinaria menor a 100 kW).
- Tarifa HM: Actualmente Tarifa GDMTH (Gran demanda en Media Tensión Horaria mayor o igual a 100 kW).
- Tarifa DAC: Actualmente Tarifa DAC (Doméstica de Alto Consumo, la cual se limita en función de las Tarifa 1 de cada localidad).

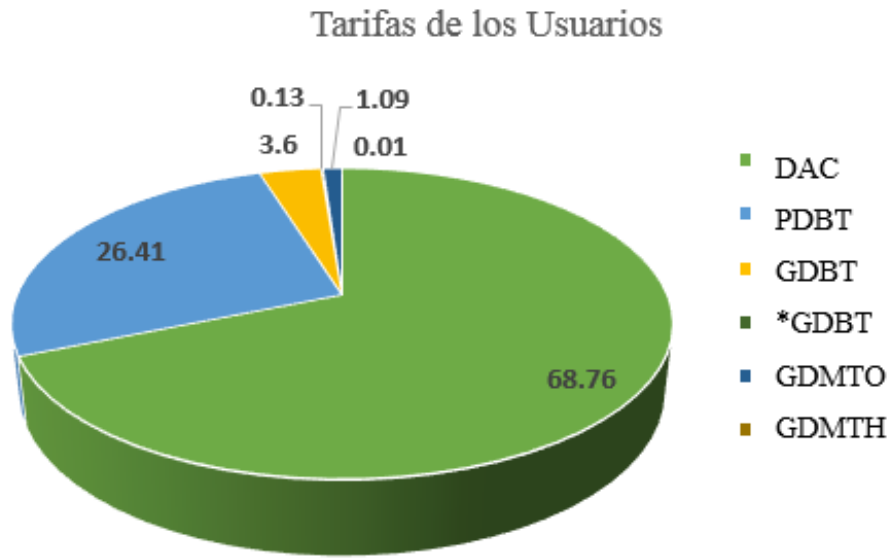


Figura 3.3. Porcentaje de las Tarifas que se aplican a los Usuarios Básicos. Nota: *GDBT se aplica para bombeo de aguas negras o potables de servicio público. Elaboración propia.

3.1.3 DEMANDADA Y CAPACIDAD INSTALADA

Para estimar esta demanda, Tabla 3.4, se obtiene considerando el consumo anual promedio por usuario, que de acuerdo con mediciones realizadas para esta área es de 5 283 [kWh], ahora con el factor de carga anual en baja tensión de 0,57 para la Zona Polanco, tenemos que el consumo anual total promedio de todos los usuarios del Polígono Lomas de Chapultepec es de 187,13 [GWh]. Para determinar la demanda máxima utilizamos la ecuación 3.1.

$$\widehat{DMI} = \frac{\widehat{CE}}{8760 \times FC} \quad (3.1)$$

Donde:

FC = Factor de carga en la Zona de estudio.

\widehat{CE} = Consumo anual promedio de energía eléctrica (Wh).

\widehat{DMI} = Demanda máxima (W).

8760 = Horas totales de un año (h).



$$\widehat{DMI} = \frac{187,13 \times 10^9}{8760 \times 0,57} = 37\,478,91 \text{ [kW]}$$

Tabla 3.4. Demanda del Polígono Lomas de Chapultepec.

Usuarios	Consumo anual promedio por usuario [kWh]	Consumo anual total promedio [GWh]	Demanda en el área [kW]
35 423	5 283	187,13	37 478,91

La capacidad instalada, para esta demanda se calculó considerando a que se tiene registrado que en promedio se da servicio a 64 clientes por transformador de capacidad de 75 [kVA] para la Zona Polanco. Por lo tanto, se estima que la capacidad instalada es la estimada en la Tabla 3.5 para dar servicio a clientes en B.T.

Tabla 3.5. Capacidad Instalada y total de transformadores de distribución.

Capacidad Instalada	
Capacidad de los Transformadores de distribución [kVA]	Cantidad estimada de transformadores de distribución
75	554
Capacidad Instalada total: 41 550 [kVA]	

3.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA QUE SE PRESENTAN EN LA RED

Las pérdidas no técnicas asociadas en el proceso de distribución de energía eléctrica para el año 2012 en la Zona Polanco, fueron de 7,8 % que representan 228 307 [MWh] de la potencia recibida en la red para el mismo año. El monto de estas pérdidas equivale a los 402,5 millones de pesos. Las pérdidas no técnicas detectadas para esta Zona se presentan en la Figura 3.4.

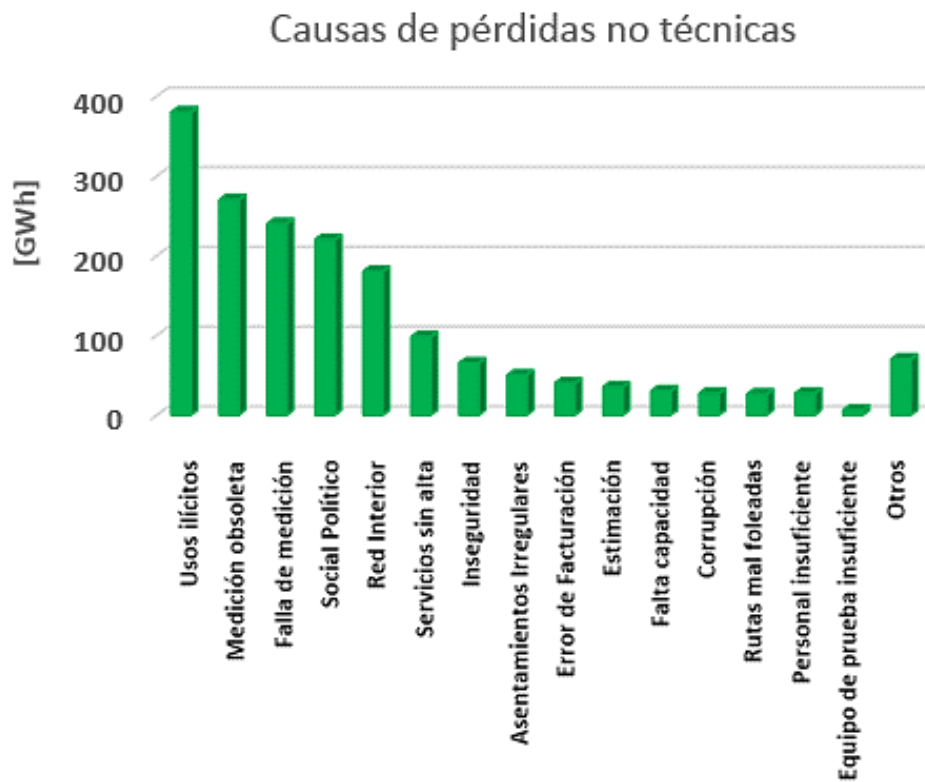


Figura 3.4. Causas que generan las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en la DVMX Centro. Los resultados son en base al registro obtenido de pérdidas no técnicas de 2 344,96 [GWh] en el año 2012. Fuente CFE Planeación Polanco.

Las causas anteriores son una problemática que enfrenta CFE Distribución para la operación eficiente de la RGD. Con lo dicho anteriormente es evidente que se genera una mala calidad en la facturación y por ende el incremento de las quejas por parte de los Usuarios Básicos del servicio de energía eléctrica de éste Polígono, impidiendo un aseguramiento de la medición. Si se obtiene una correcta integración del medidor se generará un incremento en las ventas de energía eléctrica y garantizará el cobro correcto de la energía consumida y así aumentará la viabilidad de los mecanismos de gestión de energía eléctrica.

En la Figura 3.5 se muestra un claro ejemplo de las pérdidas no técnicas que se presentan en Polígono Lomas de Chapultepec, en ella se observa una manipulación de la base de un medidor y el uso ilícito de energía eléctrica en baja tensión.



Figura 3.5. Pérdidas no técnicas detectadas en el Polígono Lomas de Chapultepec.

Adicionalmente se encontraron problemas que demuestran el claro deterioro de la infraestructura de la Red de Distribución en el Polígono, tal como se muestra en la Figura 3.6.



Figura 3.6. Equipo de distribución obsoleto detectado en la Red de Distribución del Polígono.

De acuerdo con la inspección realizada en las instalaciones del Polígono Lomas de Chapultepec se observó que además de presentarse altos índices de usos ilícitos, existen medidores obsoletos que siguen operando y que generan errores de facturación, tal como lo muestra la Figura 3.7.



Figura 3.7. Medidores aún instalados en la Red de Distribución.

Cabe mencionar que ya existen también medidores inteligentes instalados, Figura 3.8, estos medidores son digitales que muestran parámetros eléctricos del consumo de la energía, pero que aún solo tienen la función de una comunicación unidireccional o no tienen la capacidad para detectar la pérdidas no técnicas, ya que no se cuenta con gabinetes de medidores instalados en los transformadores de distribución que pueden hacer la ejecución de una comunicación bidireccional entre el Medidor Inteligente – Gabinete de Medidores.



Figura 3.8. Medidores inteligentes que existen en baja tensión.

3.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA AMI DE IMPLEMENTACIÓN

La Arquitectura del sistema AMI que se pretende evaluar para la implementación en la RGD del Polígono Lomas de Chapultepec cumple con la especificación CFE-G0100-05-2015, la cual se detalla en la Figura 3.9.

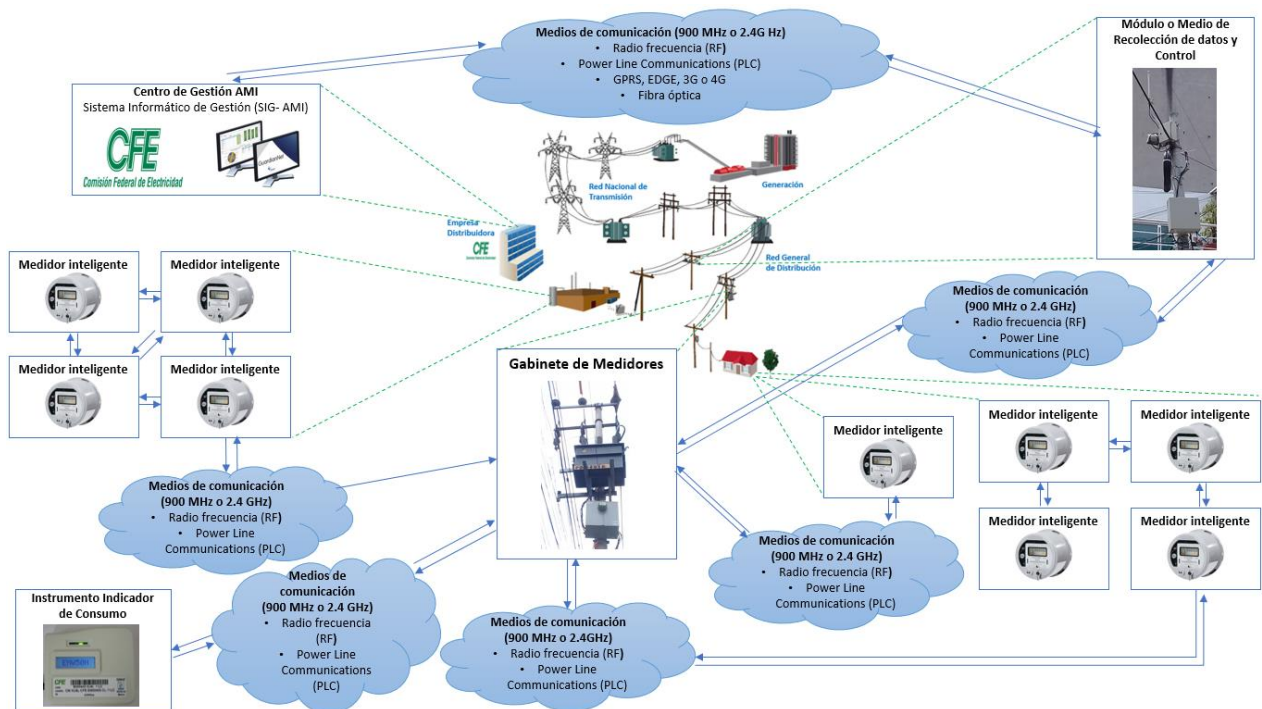


Figura 3.9. Arquitectura del sistema AMI de implementación para la RGD. Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 3.9, los componentes que se requieren para el sistema AMI que se plantea implementar son:

- Centro de Gestión AMI
- Medios de Comunicación
- Modulo o Medio de Recolección de Datos
- Gabinete de Medidores
- Medidor
- Instrumento Indicador de Consumo

3.3.1 CENTRO DE GESTIÓN AMI

El Centro de Gestión AMI son el hardware y software que contienen el Sistema Informático de Gestión (SIG-AMI), integra todos los servicios, equipos periféricos para la administración del sistema de medición de energía eléctrica, esta estará instalad en la compañía distribuidora de suministro básico de energía eléctrica, actualmente CFE. Para esta propuesta de implementación se instalará en las oficinas de la DVMX Centro Zona Polanco de la CFE.



Figura 3.10. Compañía Distribuidora que fungirá como Centro de Gestión AMI.

El Centro de Gestión AMI deberá cumplir con los requerimientos establecidos en 6.2. inciso a), 6.2 inciso b) y 6.2 inciso c) de la especificación CFE-G0100-05-2015. Donde se menciona los requerimientos del hardware y software y los protocolos TCP/IP en las versiones IPv4 y/o IPv6. Los protocolos TCP (Protocolo de Control de Transmisión) y protocolo IP (Protocolo de Internet), son los conjuntos de normas para formatos de mensaje y procedimientos que permitirán el intercambio de información desde el Centro de Gestión AMI y los medidores de los Usuarios Básicos. Aunado a estos protocolos se deberá cumplir con los estándares de protocolos TCP/IP de la IEC 62351 parte 3.



Figura 3.11. SIG-AMI propuesto para el Centro de Gestión AMI.



Para el SIG-AMI se propone utilizar el paquete Energyaxis de la empresa Elster, el cual cumple con lo descrito en la Tabla 3.6. El sistema Energyaxis permite integrar redes bidireccionales por medio de radiofrecuencia para la automatización y gestión de la energía eléctrica.

Tabla 3.6. Requerimientos del SIG-AMI para el Centro de Gestión AMI.

Requerimientos del SIG-AMI	
Acceso	Al menos 30 operadores simultáneamente y un acceso remoto a todos los medidores.
Operación	Medidores formas 1S, 2S, 16S, 9S y tipo gabinete.
Detección de eventos	<ul style="list-style-type: none">• Conexión / desconexión por puerto óptico o con base a demanda.• Reset de demanda.• Activación del modo prueba.• Flujo inverso de energía con respecto al flujo normal y polaridad invertida.• Errores fatales del medidor.• Ausencia de tensión o restablecimiento de tensión.• Bajo voltaje o sobre voltaje.• Intento de acceso con password incorrecto.• Sincronía de tiempo, cambio de estación y de horario.
Detección de alarmas	De un medidor o grupo de medidores: <ul style="list-style-type: none">• Ausencia de tensión.• Restablecimiento de tensión.
Recolección automática programada	De un medidor, un grupo de medidores o la totalidad de los medidores: las lecturas, las alarmas y la información de los eventos.
Envío de manera programada	<ul style="list-style-type: none">• Sincronía de tiempo.• Instrucciones de corte y conexión a un medidor, grupo de medidores o la totalidad de los medidores.• Confirmación de recibimiento y operación de la instrucción.
Capacidades	<ul style="list-style-type: none">• Almacenar datos de lecturas de por lo menos 2 años.• Restablecimiento máximo de 15 minutos del SIG ante una interrupción del suministro eléctrico.• Configuración de hasta 5 000 medidores en tarea programada.• Ruta de facturación.• Configuración de 1 000 usuarios a los cuales le suministra energía un transformador.• Soportar un mínimo de 100 tarea programadas o rutas de trabajo de facturación.• Asociar uno, dos o tres medidores a un cliente en caso de medidores en gabinete.
Expedición de reportes e informes	<ul style="list-style-type: none">• Reportes de lecturas de registro, eventos, alarmas, perfiles de carga, estatus de la red.• Informes de lecturas de energía y de demanda de un medidor, grupo de medidores o la totalidad de ellos; listado de medidores de los que no se tiene lectura; cantidad de medidores asociados a una tarea, estadística diaria de los porcentajes de lecturas adquiridas.



3.3.2 MEDIOS DE COMUNICACIÓN

Para la comunicación de los componentes del sistema AMI de Implementación se propone que será vía inalámbrica por medio de radiofrecuencia a 902 a 928 [MHz]. Los medios de comunicación que se emplearan en la totalidad del sistema se describen detalladamente en la Tabla 3.7, que a continuación se muestra.

Tabla 3.7. Medios de Comunicación para los componentes del sistema AMI de Implementación.

Medios de Comunicación		
Componentes	Comunicación	Medio de comunicación
Medidor-Indicador de Consumo	Unidireccional	Radiofrecuencia (902 a 928 MHz)
Medidor-Medidor	Bidireccional	Radiofrecuencia (900 a 928 MHz)
Medidor- Gabinete de Medidores	Bidireccional	Radiofrecuencia (900 a 928 MHz)
Gabinete de Medidores-Módulo de Recolección de Datos y Control	Bidireccional	Radiofrecuencia (900 a 928 MHz)
Medidor- Módulo de Recolección de Datos y Control	Bidireccional	Radiofrecuencia (900 a 928 MHz)
Módulo de Recolección de Datos y Control-Centro de Gestión AMI	Bidireccional	Radiofrecuencia (900 a 928 MHz)
Medidor-Centro de Gestión AMI	Bidireccional	Radiofrecuencia (900 a 928 MHz)

Para la comunicación por radiofrecuencia se deberá incluir certificados de IFETEL/COFETEL. En tanto, para la comunicación bidireccional del Medidor – Centro de Gestión AMI y Módulo de Recolección de Datos y Control - Centro de Gestión AMI, se deberá utilizar los estándares del protocolo TCP/IP de la IEC 62351-3, a través de puertos Ethernet 10/100 full-dúplex, es decir comunicación bidireccional a 10 MB y 100 MB de velocidad de transferencia de datos o como una opción por medio de fibra óptica.

3.3.3 MÓDULO O MEDIO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

El Módulo o Medio de Recolección de Datos debe de comunicarse remotamente con el Centro de Gestión AMI, CFE DVMX Centro Zona Polanco, a su vez debe comunicarse también con el Gabinete de Medidores y el Medidor. De esta manera se asegura la transmisión y recepción de información del SIG por el medio de comunicación propuesto. Además, se encargará de monitorear y controlar hasta 500 medidores, ya que se propone utilizar un Medidor Colector A3 Alpha, Figura 3.12, el cual tiene las características que se indican en la Tabla 3.8.



Figura 3.12. Medidor Colector A3 Alpha.

Para asegurar la interfaz entre los puntos de medición (Medidores Testigo y Gabinete de Medidores) y el Centro de Gestión AMI se utilizará como complemento para el Módulo de Recolección de Datos un Gabinete con Radio Modem, Figura 3.13, el cual permite enlaces inalámbricos de hasta 96 [km] sin obstrucciones. Esto asegurara la cobertura para la recolección de datos.

Tabla 3.8. Características del Medio de Recolección de Datos.

Medidor Colector A3 Alpha		
Funciones	Comunicación	Medio de comunicación
<ul style="list-style-type: none">• Interfaz entre las redes LAN y locales WAN• Registro automático con medidores de radiofrecuencia• Almacena y descarga esquemas de tarifa horaria• Señales sincronizadas en tiempo• Programa los restablecimientos de demanda• Ejecuta comandos para la desconexión y reconexión de clientes• Realiza lecturas de medición de los medidores	Bidireccional	Tarjeta LAN y WAN para operar en una banda de 902 a 928 [MHz]

El Gabinete con Radio Modem tiene la capacidad de realizar una operación entre un Medidor o un múltiplo de Medidores (Gabinete de Medidores). Se plante para la operación de Sistema AMI que se omita la operación entre el Medidor y el Módulo de Recolección de Datos ya que puede existir manipulación en la acometida que llega al Medidor, lo cual provocaría el desconocimiento de la existencia de una pérdida no técnica. Adicionalmente debe cumplir estrictamente los requerimientos de la especificación CFE-G0100-05-2015, en el apartado “6.3”, como lo es un candado de seguridad y una batería de respaldo con una vida útil mínima de 5 años.



Figura 3.13. Gabinete con Radio Modem.

3.3.4 GABINETE DE MEDIDORES

El Gabinete de medidores, Figura 3.14, cuenta con 12 fases de medición, los medidores son tipo gabinete, y se instalan balanceadamente para cada fase, estos tienen una comunicación directa hacia el Instrumento Indicador de Consumo (comunicación unidireccional por RF). Cuenta con una tarjeta de comunicaciones bidireccional para la adquisición y transmisión de datos hacía el Módulo de Recolección de Datos. Cada medidor cuenta con un dispositivo para la desconexión y reconexión remota del servicio de suministro de energía eléctrica, además el gabinete puede generar una alarma cuando se trate de abrir sin autorización.



Figura 3.14. Gabinete de medidores EOS GMM12T y medidor tipo gabinete PROTECSA MCR-3G.

Los medidores se pueden agrupar de acuerdo con el servicio que se requiera, es decir, se conectan en conjunto uno, dos o tres para servicios monofásicos, bifásicos y trifásicos respectivamente. El Gabinete de Medidores debe de contar con un grado de protección IP54 de acuerdo con la NMX-J-529-ANCE, así como los requerimientos que se mencionan en la especificación CFE-G0100-05-2015, en el apartado “6.4”. Para el Sistema AMI propuesto se plantea instalar gabinetes de medidores EOS GMM12T con las especificaciones principales que describe la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Especificaciones principales del Gabinete de Medidores.

Gabinete de Medidores	
Comunicación	Funciones
Bidireccional por RF de 902 a 928 [MHz]	<ul style="list-style-type: none">• Capacidad para 12 medidores tipo gabinete• Conexión y desconexión de los medidores• Toma de lecturas, monitoreo y alarmas• Barras para soportar 400 [A]

3.3.5 MEDIDOR

El medidor va a ser el encargado de realizar las lecturas del consumo de energía eléctrica y otras funciones que se describen en la Tabla 3.10. Los medidores tipo gabinete, Figura 3.15, que van dentro del gabinete de medidores se complementaran con la instalación de un medidor testigo, Figura 3.15, el cual servirá para dar certeza de las lecturas mostradas por el Instrumento Indicador de Consumo el cual recibe las lecturas realizadas por el medidor o el grupo de medidores tipo gabinete asociados al servicio de suministro de energía eléctrica requerida y de esta manera asegurar la confiabilidad del funcionamiento del sistema AMI hacia los usuarios ya que se ha visto que causa desconfianza el solo contar con el Instrumento Indicador de Consumo como medio para visualizar el consumo de energía.



Figura 3.15. Medidor tipo gabinete Protecsa MCR-3G y medidor testigo Elster Alpha A3.



El Sistema AMI propuesto no considera la comunicación punto a punto entre el medidor hacia el centro de Gestión AMI, ya que de esta manera se desconocería los puntos donde puede existir un uso ilícito del servicio de energía por la manipulación de la acometida que llega al medidor propuesto como medidor testigo y que sería el mismo propuesto para la comunicación punto a punto. Cabe mencionar que de existir una excepción el medidor testigo propuesto tiene las especificaciones necesarias para operar en el sistema AMI, es por ello por lo que se propone usara como medidor testigo un medidor Elster Alpha A3.

Además de las características descritas en la Tabla 3.10, se requiere que los medidores cumplan con los requerimientos que se mencionan en la especificación CFE-G0100-05-2015, en el apartado “6.5”, así como todas las pruebas que se asocian a éste equipo y que se mencionan en la misma especificación.

Tabla 3.10. Características del Medidor (Medidor testigo y tipo gabinete).

Especificaciones	Medidor	
	Tipo Gabinete Protecsa MCR-3G	Elster Alpha A3, como medidor testigo
Comunicación Bidireccional puerto óptico RS-232	•	
Comunicación Bidireccional por RF de 902 a 928 [MHz]		•
Medición de kWh, kVARh, Vrms, Irms	•	•
Clase 30 A (200)	•	
Exactitud menor o igual a 0,5 %	•	•
Relevador tipo Latch para conexión/desconexión	•	•
1 fase, 2 hilos, 1 elemento, con capacidad de agrupamiento.	•	
3 fases, 4 hilos		•
Sincronización de tiempo por cualquier puerto de comunicación	•	•
Recibir comandos de acción como: <ul style="list-style-type: none"> • Petición de envío de lecturas de registros, eventos y perfiles • Reconfiguración total o parcial del medidor • Restablecimiento a cero de las demandas por fecha programada o petición 	•	•
Memoria no volátil. En ausencia de alimentación el medidor debe de mantener las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none"> • Todos los registros de medición • Todos los eventos registrados • Los parámetros de programación 	•	•

3.3.6 INSTRUMENTO INDICADOR DE CONSUMO

El Instrumento Indicador de Consumo, Figura 3.16, es el display que le permitirá al usuario visualizar las lecturas que realice el medidor tipo gabinete asociado al servicio del consumidor ya que estará comunicado vía RF con la tarjeta electrónica de comunicación bidireccional del Gabinete de medidores.



Figura 3.16. Instrumento Indicador de Consumo ENERI D80Z.

Éste Indicador debe tener la capacidad de recibir mensajes de texto desde del SIG-AMI, de donde se actualizarse por incrementos de 1 [kWh] consumido. Además debe cumplir los requerimientos que se mencionan en “6.6” de la especificación CFE-G0100-05-2015, de los cuales destacan los mostrados en la tabla 3.11.

Tabla 3.11. Características principales del Instrumento Indicador de Consumo.

Instrumento Indicador de Consumo	
Comunicación	Funciones y características
Unidireccional por RF de 902 a 928 [MHz]	<ul style="list-style-type: none">• Alimentación con una tensión de 120 +/- 15% [V_{CA}]• Capacidad para mostrar lecturas que le envíe su medidor o sus medidores asociados• Ser de cristal líquido• Consumo menor o igual a 5 [W]

3.4 FUNCIÓN DEL SISTEMA AMI

Para dar servicios de energía eléctrica en el Sistema AMI se debe de agrupar la cantidad de medidores tipo gabinete correspondiente al servicio de energía que requiera el usuario, es decir un suministro monofásico, bifásico o trifásico. La tarjeta de comunicaciones del gabinete de medidores será el encargo de identificar los medidores tipo gabinete corresponde al tipo de servicio, tal como se muestra en las Figuras 3.17, 3.18 y 3.19.

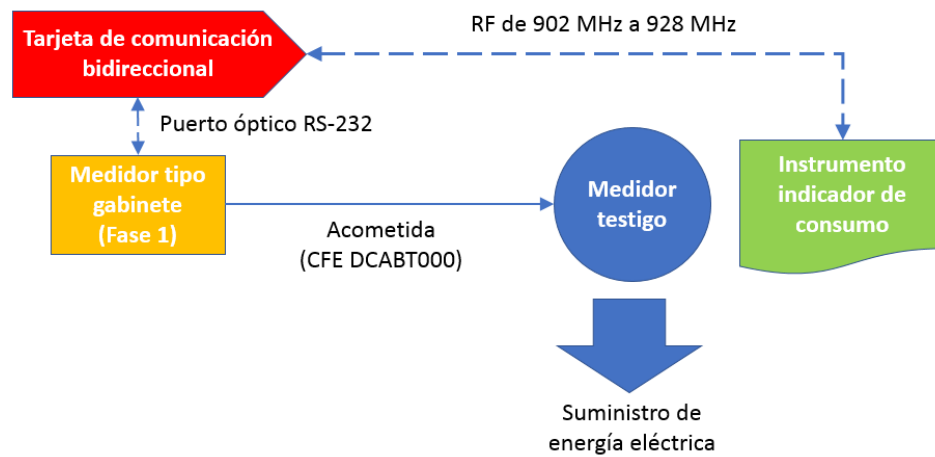


Figura 3.17. Arquitectura de comunicación y conexión para un servicio monofásico.

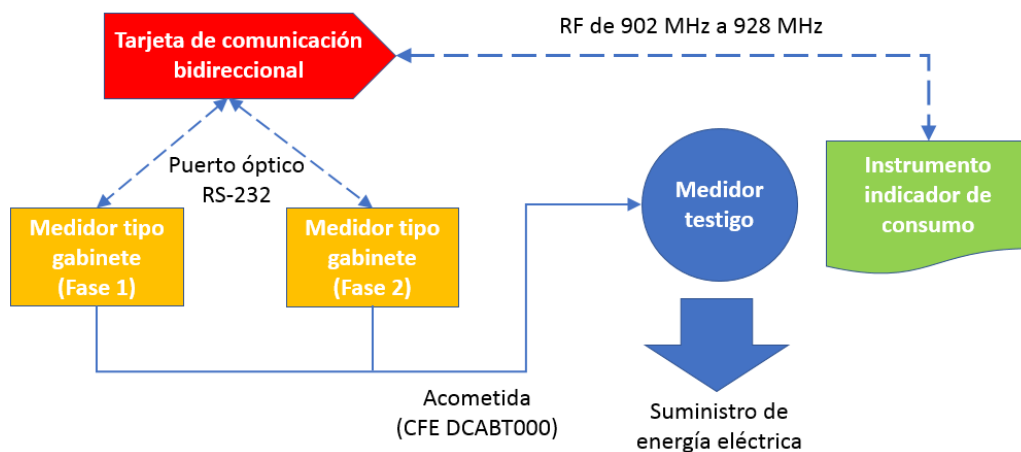


Figura 3.18. Arquitectura de comunicación y conexión para un servicio bifásico.

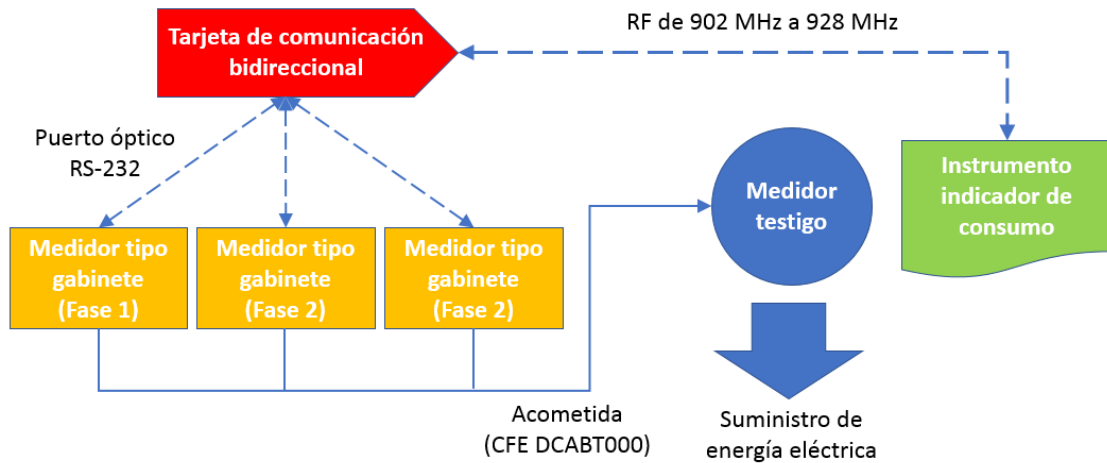


Figura 3.19. Arquitectura de comunicación y conexión para un servicio trifásico.

La ubicación de los Gabinetes de Medidores, Figura 3.20, deberá instalarse siempre teniendo en cuenta la especificación CFE DCABT000 “Instalación de acometidas en baja tensión”, ya que se debe considerar la longitud de la acometida para el tipo de zona. El Polígono Lomas de Chapultepec es considera una zona urbana por lo cual la longitud de la acometida debe ser máxima de 35 [m].

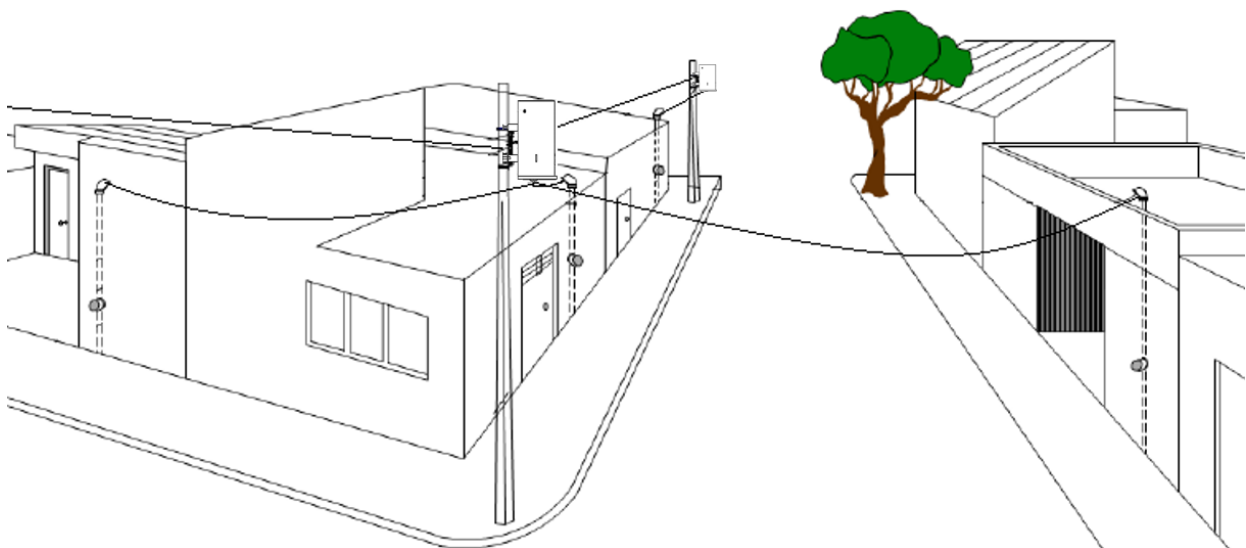


Figura 3.20. Ubicación de los gabinetes de medidores.

La ubicación de los módulos de recolección de datos se instalará en la parte superior de postes con instalaciones de baja tensión, ya que de esta manera se tiene menos obstáculos para la adecuada comunicación con los gabinetes de medidores, Figura 3.21. Las ubicaciones designadas de estos módulos se pretenden que sea entre un punto medio con el Centro de Gestión y el usuario más lejano del Polígono de estudio. De esta manera se obtiene una mayor confiabilidad en la transferencia de información, cabe destacar que el módulo de recolección de datos tiene la capacidad de un enlace inalámbrico de hasta 96 [km], lo cual es sumamente adecuado para la geografía del Polígono ya que el usuario más lejano se encuentra 9,82 [km] del Centro de Gestión AMI, Figura 3.22.



Figura 3.21. Ejemplo de instalación de los módulos de recolección de datos.

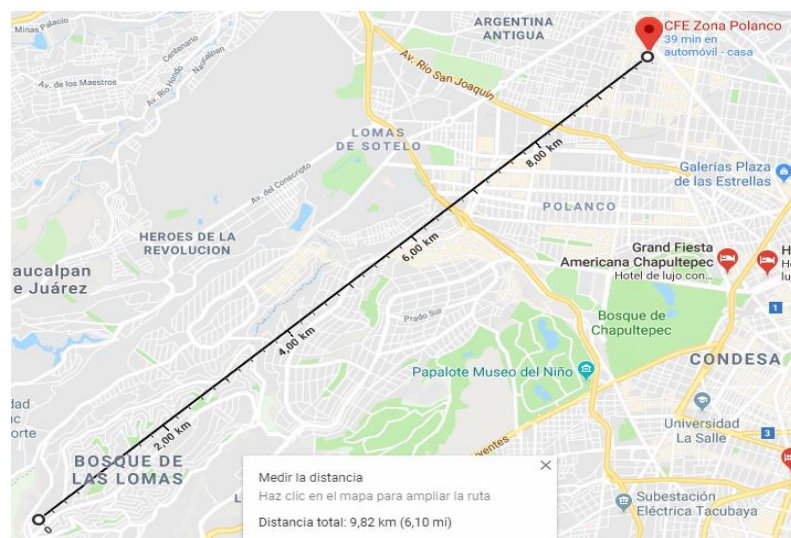


Figura 3.22. Distancia máxima del usuario más lejano y el Centro de Gestión AMI.

Ya que cada módulo de recolección de datos puede concentrar hasta 500 medidores y teniendo en cuenta que se instalarán gabinetes de medidores con capacidad de 12 medidores tipo gabinete monofásicos, se obtiene que serán 40 gabinetes de medidores por cada módulo de recolección de datos como lo muestra la Figura 3.23, dado que fueran para dar un servicio monofásico. Debido a que los servicios difieren en la geografía del Polígono será ajustado de acuerdo a las necesidades de la red siempre y cuando cada módulo tenga comunicación con 500 servicios.

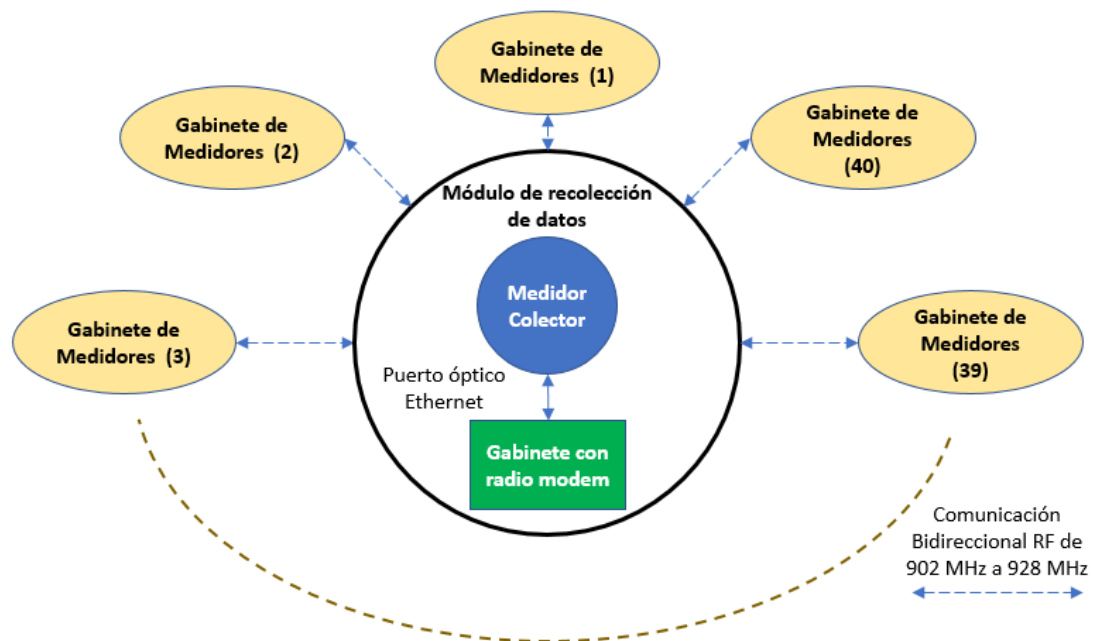


Figura 3.23. Módulo de recolección de datos y comunicación con gabinetes de servicio monofásico.

Los módulos de recolección de datos requeridos son en base a los servicios que describe la Tabla 3.3, donde se tiene que en total se requieren 80 100 medidores tipo gabinete que agrupados darán servicios monofásicos, bifásicos y trifásicos. Éste dato nos proporciona el número de gabinetes requeridos los cuales ascienden a 6 675 gabinetes, por lo que finalmente se requerirán 71 módulos de recolección de datos para atender el Polígono Lomas de Chapultepec, es decir, existirán 71 arquitecturas como la descrita en la Figura 3.23 que se comunicarán por medio de RF al Centro de Gestión AMI.



3.5 NORMATIVIDAD, PROTOCOLOS Y ESTÁNDARES

La implementación de un sistema AMI debe de cumplir con la siguiente normatividad, protocolos y estándares, dado que existe una gran gama de tecnologías de diferentes proveedores para los equipos necesarios del sistema, además de la necesidad de una comunicación bidireccional con un tránsito libre y seguro de datos:

- ANSI C12.18 Puertos ópticos y estándares para medición
- ANSI C12.19 Estructuras de datos para la medición
- IEC 61968-9 Integración de aplicaciones en el servicio eléctrico
- IEC 62056 Intercambio de datos para la medición de electricidad
- Estándares de la NIST
- IEC 62351-3 Estándares de protocolos TCP/IP
- IEC 61968-1 Arquitectura de interface y recomendaciones generales
- IEC 61970-301 Modelo de información común base
- IEC 61970-501 Modelo de información común XML
- IEEE 802.16-2012 Estándares para interfaces aéreas para sistemas de acceso inalámbrico de banda ancha.
- Especificación CFE-G0100-05-2015



CAPÍTULO 4.

ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 HORIZONTE DE EVALUACIÓN (VIDA ÚTIL DEL PROYECTO)

El horizonte de evaluación o vida útil del proyecto servirá para determinar un periodo establecido para la evaluación de los beneficios y costos que se van a generar con la implementación del Sistema AMI en la Polígono Lomas de Chapultepec como caso de estudio. El periodo establecido considera la fase de inversión y la fase de operación y mantenimiento. El horizonte de evaluación para éste tipo de infraestructura (red de distribución) es igual a 30 años de acuerdo con el Programa de Ampliación y Modernización de la Redes Generales de Distribución 2017 -2031.

4.2 PRINCIPALES COSTOS Y BENEFICIOS

El proyecto de implementación de un Sistema AMI en la RGD no es autónomo al SEN, ya que comparte el flujo de potencia actual que existe en la red de distribución. Por ende, es necesario considerar además de los costos de inversión, operación y mantenimiento los costos incrementales asociados a la infraestructura existente.

4.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión, Tabla 4.1, se determina en base a los cotos de inversión de infraestructura eléctrica, más los costos indirectos por la ejecución de la obra, con base al documento Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Los cuales se dividen en inversión para:

- Física para el periodo de construcción
- Fondo para actividades previas
- Fondo para gastos imprevistos



Todos los costos de inversión están referidos al documento de Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR 2013), Precios por Obra Solicitada del portal de CFE y el Catálogo CATPRE 2013. Finalmente se tiene que el costo de la inversión total por la implementación del Sistema AMI en el Polígono representa un monto de 484,49 millones de pesos equivalentes a 25,33 millones de dólares EUA considerando una paridad de 19 pesos/dólar EUA.

Tabla 4.1. Costos de inversión.

Costos de inversión			
Descripción	Cantidad [pz]	Precio unitario [\$]	Costo total [\$]
Periodo de construcción			
Instalación de acometida en Baja Tensión monofásica	10 287	187	1 923 669
Instalación de acometida en Baja Tensión bifásica	5 595	209	11 69 355
Instalación de acometida en Baja Tensión trifásica	19 541	294	5 745 054
Instalación de gabinetes de medidores en poste existente	6 675	352	2 349 600
Instalación de módulos de recolección de datos	71	426	30 246
Medidor tipo gabinete MCR-3G PROTECSA	80 100	717	57 431 700
Gabinete de medidores GMM12M EOS	6 675	2 560	17 088 000
Indicador de consumo D80Z ENERI	35 423	512	18 136 576
Medidor A3 Alpha	35 423	3 650	129 293 950
Gabinete con radio modem Freewave	71	8 713	618 623
Medidor Colector A3 Alpha ENERI	71	4 300	305 300
Actividades previas			
Estudios de gestión social; servicios y alquiler de equipos; estudio de factibilidad técnica y económica; obtención de licencias, permisos y cualquier autorización.	8% de la Inversión de construcción		18 727 365,84
Gastos imprevistos			
Desviación en la estimación preliminar del costo de la obra; afectación de los recursos del contratista, suspensión de obras; actualización de precios del mercado; así como otro improbable que se pudiera presentar antes de la licitación.	15% de la Inversión de construcción		35 113 810,95
Total [\$]			287 933 249,8

4.2.2 COSTO INCREMENTAL AGUAS ARRIBA

Es el costo que se asocia a la infraestructura ya existente para la generación y conducción de energía hasta suministrar energía eléctrica al Sistema AMI, es decir, desde el punto de generación hasta el Polígono. Se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 7).

$$\text{Costos incrementales "aguas arriba"} = \left(\begin{array}{l} \text{Energía incremental} \\ \text{asociada a las obras} \\ \text{incluidas en el proyecto} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{Costo marginal} \\ \text{del punto de recepción} \\ \text{de energía del proyecto} \end{array} \right) \quad (1)$$

Donde:

$$\begin{array}{l} \text{Energía incremental} \\ \text{asociada a las obras} \\ \text{incluidas en el proyecto} \end{array} = (\text{Demanda incremental}) \times (\text{Duración en horas}) \quad (2)$$

Para éste tipo de proyecto no se considera el costo incremental aguas arriba ya que no se hace uso de una energía incremental asociada a las obras, además de que la infraestructura ya está presente para dar servicio de energía eléctrica. Pero se anexa éste concepto para presentarlo y tenerlo presente en otros proyectos que requieren una evaluación económica.

4.2.3 COSTO INCREMENTAL AGUAS ABAJO

Es el costo asociada a la infraestructura necesaria para enviar la energía desde el punto de entrega del nuevo proyecto hasta el usuario final. Al igual para éste tipo de proyectos no se requiere adicionar el costo incremental aguas abajo ya que la infraestructura de la red de distribución ya existe en el Polígono, de igual forma se menciona ya que para la evaluación se debe considerar su monto que es nulo para el presente proyecto. Se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 7)

$$\text{Costos incrementales "aguas abajo"} = \left(\begin{array}{l} \text{Energía incremental} \\ \text{asociada a las obras} \\ \text{incluidas en el proyecto} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{Costo marginal} \\ \text{del punto de entrega} \\ \text{de energía del proyecto} \end{array} \right) \quad (3)$$

4.2.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se derivan de los recursos humanos y materiales necesarios para operar y mantener en buen estado las instalaciones que comprende el Sistema AMI. El monto se estima a niveles de área de distribución. Para esta área se estima de 1% en promedio anual del costo de la inversión, de acuerdo con el Programa de Ampliación y Modernización de la Redes Generales de Distribución 2017 – 2031. Derivado a esto se tiene que el costo por operación y mantenimiento asciende a 2,87 millones de peso calculados al año de la primera erogación.

4.3 BENEFICIOS

Son los asociados al proyecto y permiten simular el sistema con o sin el funcionamiento del proyecto. Se constituyen por las ventas por energía incremental y beneficios operativos y energía no servida en falla.

4.3.1 VENTAS POR ENERGÍA INCREMENTAL

Es el valor de la energía adicional que puede ser suministrada por entrada en operación del proyecto, por encima de la demanda de saturación del sistema existente sin fallas. Su valoración corresponde al precio medio de la venta regional de electricidad en el nivel de tensión donde el proyecto entrega la energía.

Se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 7).

$$Ventas\ por\ energía\ Incremental = \left(\begin{array}{l} \text{Energía incremental} \\ \text{asociada a las obras} \\ \text{incluidas en el proyecto} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{Precio medio} \\ \text{de la tarifa regulada} \end{array} \right) \quad (4)$$

Donde:

Energía incremental asociada a las obras incluidas en el proyecto es igual a la ecuación 2.

Éste beneficio por ventas de energía incremental se considera para la evaluación de éste tipo de proyectos. Esto se refleja como la energía facturable al regularizar los usos ilícitos por cada tipo de usuario tal como lo muestra la Figura 4.1. Podemos observar que la energía incremental asociada por la entrada del proyecto es el consumo de energía anual promedio de los usuarios regularizados el cual asciende a 15,056 [GWh].

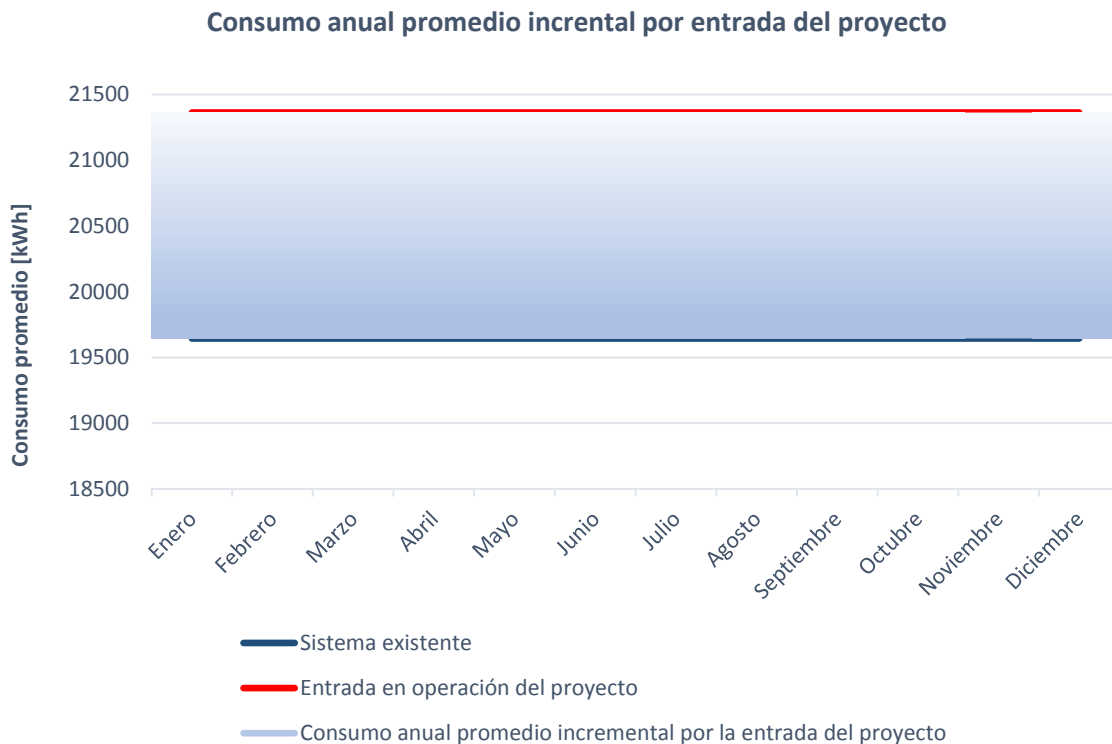


Figura 4.1. Consumo anual promedio incremental por entrada del Sistema AMI.

Ahora se debe obtener las ventas por energía incremental que la asociaremos con la energía facturable por cada tarifa que se cobra a los usuarios del Polígono, los cuales se describen en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Ventas por energía incremental asociada a las tarifas.

Ventas por energía incremental			
Tarifa	Costo aplicable [\$/kWh]	Consumo anual promedio de los usos ilícitos [kWh]	Venta [\$]
DAC	4,493	10 352 883,78	46 515 506,82
PDBT	2,076	3 976 434,85	8 255 078,75
GDBT	1,095	561 609,31	614 962,19
GDMTO	0,883	164 116,39	144 914,77
GDMTH (Intermedia)	1,0139	1 505,65	1 526,58
Venta total			55 531 989,14

4.3.2 ENERGÍA NO SERVIDA EN FALLA

Es la energía que deja de suministrarse por la salida forzada de un elemento del sistema, cuando el nuevo proyecto aún no entra en operación. El costo de la Energía no Suministrada lo determina la SENER, para los estudios de planeación se considera un valor de 2,61 dólares/kWh, equivalente a 49,59 pesos/kWh, considerando una paridad de 19 pesos/dólar EUA. Se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 7).

$$\text{Energía no Servida en falla} = \left(\text{Corte de carga asociada a la falla} \right) \times \left(\text{Tiempo que el elemnto estará fuera de operación} \right) \times \left(2,61 \frac{\text{dólares}}{\text{kWh}} - \frac{\text{Costos aguas arriba}}{\text{Costos aguas arriba}} \right) \quad (6)$$

Para calcular el monto de la energía no servida en falla se considera una hora total del corte de la carga por la sustitución total de todas las acometidas del Polígono, por lo tanto, al aplicar la ecuación 6, se tiene un monto por energía no servida en falla asociada de:

$$\text{Energía no Servida en falla} = (37\,478,91 \text{ kW}) \times (1 \text{ h}) \times \left(49,59 \frac{\$}{\text{kWh}} \right) = \$ 1\,858\,579,30$$

4.3.3 BENEFICIOS OPERATIVOS

Se obtiene de la simulación de flujos de potencia del sistema eléctrico con y sin el proyecto, se refiere a las pérdidas de energía que dejaran de consumirse y por tanto de generarse a causa de la entrada en operación del nuevo proyecto. Es decir, es un costo valorizado por el Distribuidor que representa el ahorro por pérdidas técnicas de energía.

Para el primer año se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 7).

$$\text{Beneficios operativos} = \left(\begin{array}{l} \text{Beneficios por pérdidas de potencia} \\ \text{referidas a la demanda máxima,} \\ \text{asociada a las obras} \\ \text{incluidas en el proyecto} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{Factor de carga} \\ \text{del área} \\ \text{de influencia} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{Horas} \\ \text{al año} \end{array} \right) \quad (6)$$

Y para los años subsecuentes se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 7).

$$\text{Beneficios operativos subsecuentes} = \left(\begin{array}{l} \text{Beneficios operativos} \\ \text{del año anterior} \end{array} \right) \times \left(1 + \begin{array}{l} \text{Incremento anual} \\ \text{de la demanda} \end{array} \right)^2 \quad (7)$$

La implementación del Sistema AMI se enfoca en la reducción de pérdidas no técnica. Es así como para poder reflejar los beneficios operativos se considera la reducción de pérdidas técnicas en la pérdida de potencia de medidores derivado a la sustitución de ellos mismos por los nuevos propuestos del sistema. Las pérdidas técnicas por pérdida de potencia en los medidores se reflejan en la Tabla 4.3, que se muestra a continuación.

Para el sistema actual el consumo promedio por medidor es de 12 [W] ya que predominan medidores clase 30A (200), con el Sistema AMI el consumo promedio por medidor será de 6 [W] con medidores clase 30A (200), donde la diferencia de arranque requerida para cada marca de medidor.

Tabla 4.3. Beneficios operativos.

Pérdidas técnicas por medidores		
Sin proyecto [kW] (Considerando 35 423 medidores)	Con proyecto [kW] (Considerando 35 423 medidores)	Diferencia [kW]
425,07	212,53	212,53

Ahora consideran un costo marginal de generación de acuerdo con el “COPAR 2015 Generación” de 1,531 \$/kWh y el factor de carga de la Zona Polanco de 0,57, se calcula que los beneficios operativos son:

$$\text{Beneficios operativos} = [(212,53 \text{ kW})(1,531 \text{ \$/kWh})] \times (0,57) \times (8760 \text{ h}) = \$ 1\,624\,704,54$$

4.4 BENEFICIOS ANUALES Y TOTALES EN EL HORIZONTE DE EVALUACIÓN

Reporta los ingresos que de cumplirse los supuestos generaría el proyecto por concepto de energía incremental, energía no servida en falla y operativos, a los cuales después de descontar los costos de operación resultan en un valor presente estimados al año de la primera inversión.

4.4.1 RESULTADO NETO DE OPERACIÓN (RNO)

Representa una comparación entre beneficios y costos a valor presente de la operación durante la vida útil del proyecto. El RNO durante el horizonte de evaluación se puede observar en la Tabla 4.4. Se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 8).

$$\text{RNO} = \left(\begin{array}{l} \text{Beneficios} \\ \text{por ahorros} \\ \text{operativos} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Beneficios por} \\ \text{por energía} \\ \text{incremental} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Beneficios por} \\ \text{energía no} \\ \text{suministrada} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{l} \text{Costos de} \\ \text{operación y} \\ \text{mantenimiento} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Costos} \\ \text{aguas} \\ \text{arriba} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Costos} \\ \text{aguas} \\ \text{abajo} \end{array} \right) \quad (8)$$



Tabla 4.4. RNO durante el horizonte de evaluación.

Resultado Neto de Operación RNO							
Año	Beneficios [\$]			Costos [\$]			RNO [\$]
	Energía no servida en falla	Operativos	Energía incremental	Aguas arriba	Aguas abajo	Operación y mantenimiento	
0	0	0	0	0	0	0	0
1	1 858 579,3	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	56 135 940,48
2	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
3	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
4	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
5	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
6	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
7	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
8	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
9	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
10	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
11	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
12	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
13	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
14	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
15	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
16	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
17	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
18	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
19	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
20	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
21	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
22	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
23	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
24	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
25	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
26	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
27	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
28	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
29	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
30	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18
Valor presente a 2018	1858579,3	48 741 136,2	1 665 959 674	0	0	86 379 974,94	1 630 179 415



4.4.2 FLUJO NETO (FN)

Compara año con año el total de los beneficios y el total de los costos del proyecto y representa el valor neto del mismo, es decir, el beneficio neto del proyecto. Se calcula como: (Baca, 2010, p. 182).

$$FN = RNO - \text{Costos de Inversión} \quad (9)$$

Para el proyecto en el primer año solo difiere el FN y en los subsecuentes hasta la vida útil son iguales, tal como se observa en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Flujo Neto durante la vida útil del proyecto.

Flujo Neto			
Año	RNO [\$]	Costo de inversión [\$]	FN [\$]
0	0	287933249,8	-287 933 249,8
1	56 135 940,48	0	56 135 940,48
2	54 277 361,18	0	54 277 361,18
30	542 77 361,18	0	54 277 361,18
Valor presente a 2018	1 630 179 415	287 933 249,8	1 342 246 165

4.5 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Los siguientes indicadores económicos permitirán determinar si el proyecto de implementación de una REI en la zona Lomas de Chapultepec es económicamente viable.

4.5.1 BENEFICIO / COSTO (B/C)

Es la razón de los beneficios y los costos asociados al proyecto. Esta relación adimensional debe ser mayor o igual a uno para determinar que el proyecto es económicamente rentable. Se calcula como: (CFE Distribución, 2017, p. 8).



$$B/C = \frac{RNO}{\text{Costos de Inversión}} \quad (10)$$

El Beneficio Costo obtenido para la implementación del Sistema AMI es de:

$$B/C = \frac{\$ 1\,630\,179\,415}{\$ 287\,933\,249,8} = 5,66$$

El resultado obtenido es mayor a la unidad por lo que podemos decir que la implementación del sistema es rentable para una vida útil de 30 años.

4.5.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Es el importe actualizado de los beneficios y costos a los cuales se les aplica una tasa de descuento o una Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento (TMAR) que es establecida por el financiador y que refleja el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto. Representa el rendimiento obtenido a lo largo de su vida útil. Si el VPN es igual a cero, significa que solo se ha recuperado la TMAR, en cambio si el VPN es positivo, significa que habrá ganancia más allá de haber recuperado el dinero invertido. Cuando el VPN sea negativo, significara que las ganancias no serán suficientes para recuperar el dinero invertido.

$$TMAR = \text{Tasa de inflación} + \text{Premio al riesgo} \quad (11)$$

Donde:

Tasa de inflación = Se pronostica su valor.

Premio al riesgo = Verdadero crecimiento del dinero (a mayor riesgo, se merece mayor ganancia el inversionista).

Por lo cual el VPN se calcula como: (Baca, 2010, p. 183).

$$VPN = -P + \frac{FN_1}{(1+TMAR)^1} + \frac{FN_2}{(1+TMAR)^2} + \dots + \frac{FN_n}{(1+TMAR)^n} \quad (12)$$



Donde:

P = Inversión inicial en el año cero.

FN_n = Flujo Neto de efectivo en el año n.

Estableciendo una TMAR de 10% (riesgo medio por experiencia), debido a que la tasa de inflación anual según el Banco de México es de 5,55% para el presente año por lo que se obtiene un VPN de 225,42 millones de pesos, tal como se observa en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Flujo Neto en el horizonte de evaluación.

Flujo Neto	
Año	VPN [\$]
1	-236 900 576,6
2	-192 043 253,3
29	222 313 852,1
30	225 424 409,1
Valor presente a 2018	225 424 409,1

4.5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Indica la tasa de interés de oportunidad para el cual el proyecto apenas será rentable, es decir, es una tasa que devolverá una cantidad mayor a la que se invirtió. Para tener ganancias en la inversión se debe cumplir que: (Baca, 2010, p. 184).

$$TIR \geq TMAR = Tasa\ de\ inflacion + Premio\ al\ riesgo \quad (13)$$

Para establecer el valor base de la TIR se debe encontrar la TMAR con la cual hace que VPN sea cero. Éste valor de la TMAR encontrado indica que la inversión se recupera sin ganancia adicional, para el presente proyecto se obtuvo una TIR del 18,7% en la evaluación de la vida útil del proyecto.



4.6 RIESGOS EN EL PERIODO DE CONSTRUCCIÓN

Es necesario reconocer los posibles riesgos durante la planeación y la construcción del Sistema AMI ya con ello podemos visualizar los problemas que se puedan presentar y poder tomar la decisión de cómo solucionar estas problemáticas, para la implementación del proyecto se pudo analizar los posibles riesgos durante la construcción que se muestran a continuación, Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Riesgos posibles durante el periodo de construcción.

Riesgos presentados durante la construcción
<ul style="list-style-type: none">• Falta de herramientas para la planeación de la red y la incorporación de tecnologías para su operación.• Falta de adecuación de los equipos en la RGD para una red evolutiva.• Equipos de almacenamiento costosos.• Falta de interoperabilidad y compatibilidad entre equipos.• Complejidad de los sistemas de administración, como el administrador de consumos, servicio propio, configuración propia de la red, etc.• Aumento en el consumo de energía por infraestructura de tecnologías de información.• Dificultad en procesar de grandes cantidades de información en un tiempo corto.• Vulnerabilidad de los sistemas por falta de implementación de protocolos de ciberseguridad.• Falta de herramientas y tecnologías para la para administrar una red local.



4.7 RESUMEN DE ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 4.8. Resumen del análisis económico.

Resultados del análisis económico (valores referidos en pesos)										
Año	Beneficios [\$]			Costos [\$]			RNO [\$]	Costo de inversión [\$]	FN [\$]	VPN [\$]
	Energía no servida en falla	Operativos	Energía incremental	Aguas arriba	Aguas abajo	Operación y mantenimiento				
0	0	0	0	0	0	0	0	287 933 249,8	-287 933 249,8	
1	1 858 579,3	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	56 135 940,48	0	56 135 940,48	-236 900 576,6
2	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	-192 043 253,3
3	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	-151 263 868,5
4	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	-114 191 700,5
5	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	-80 489 729,6
6	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	-49 851 574,2
7	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	-21 998 705,6
8	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	3 322 083,8
9	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	26 340 983,4
10	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	47 267 255,8
11	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	66 291 139,8
12	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	83 585 579,8
13	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	99 307 797,9
14	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	113 600 723,6
15	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	126 594 292,3
16	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	138 406 627,5
17	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	149 145 114,1
18	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	158 907 374,6
19	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	167 782 156,8



CAPÍTULO 4
ANÁLISIS ECONÓMICO



Continuación de Tabla 4.8. Resumen del análisis económico.

Resultados del análisis económico (valores referidos en pesos)										
Año	Beneficios [\$]			Costos [\$]			RNO [\$]	Costo de inversión [\$]	FN [\$]	VPN [\$]
	Energía no servida en falla	Operativos	Energía incremental	Aguas arriba	Aguas abajo	Operación y mantenimiento				
20	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	175 850 140,7
21	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	183 18 4 671,5
22	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	189 852 426,8
23	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	195 914 022,5
24	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	201 424 564,1
25	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	206 434 147,3
26	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	210 988 313,9
27	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	215 128 465,3
28	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	218 892 239,3
29	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	222 313 852,1
30	0	1 624 704,54	55 531 989,14	0	0	2 879 332,49	54 277 361,18	0	54 277 361,18	225 424 409,1
Valor presente a 2018	1 858 579,3	48741136,2	1 665 959 674	0	0	86 379 974,94	1 630 179 415	287 933 249,8	1 342 246 165	225 424 409,1

TMAR = 10%

TIR = 18,70%

B/C = 5,66

VPN = \$ 225 424 409,1



CAPÍTULO 5.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de haber realizado la inspección de la situación actual de la Red de Distribución del Polígono Lomas de Chapultepec y haber descrito el funcionamiento y la infraestructura requerida para el Sistema AMI que se propone implementar en la zona, podemos obtener en base al análisis económico realizado la evaluación de la implementación de estas tecnologías dando como resultados que a continuación se describen.

5.1 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Si bien, éste punto de análisis es el más importante debido a que es el principal objetivo que se tiene al implementar un Sistema AMI. De acuerdo con el número de usuarios más actual obtenido por usos ilícitos en el Polígono de estudio podemos comparar la reducción de pérdidas no técnicas por entrada en operación de las tecnologías AMI en la red, tal como lo muestra la Figura 5.1. Los resultados son considerando la incorporación al 100% de los usuarios ilícitos, ya que el medidor testigo genera una mayor aceptabilidad para incorporar estas tecnologías al servicio de suministro de energía eléctrica en el Polígono.

La figura 5.1 nos describe que existe una reducción de pérdidas no técnicas de 15 056 [MWh] anual que representa una reducción de 6,59% para la Zona Polanco de la DVMX Centro. Cabe mencionar que solo se está considerando solo la reducción de pérdidas por usos ilícitos.

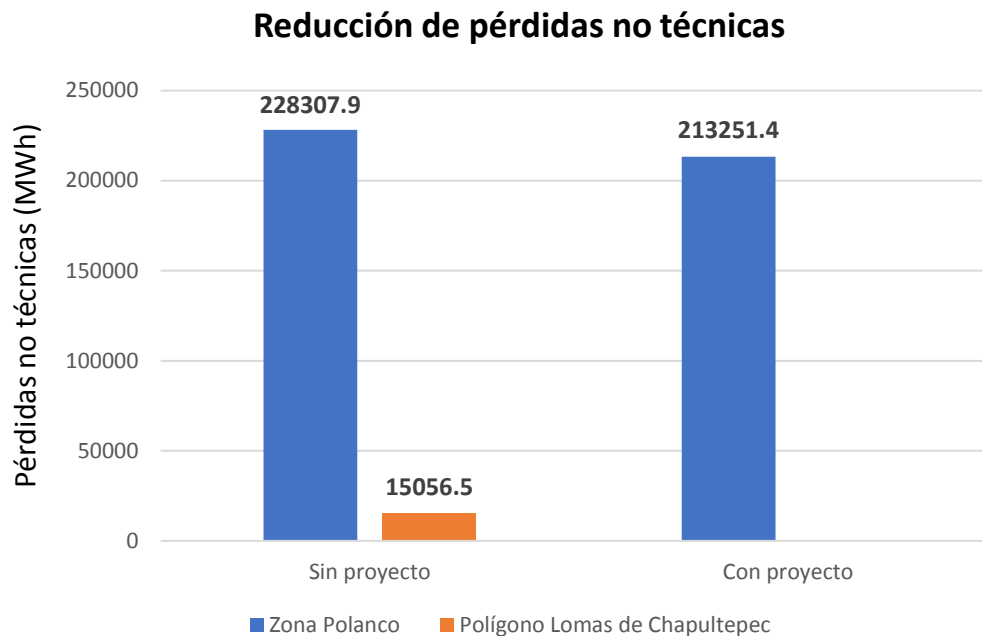


Figura 5.1. Reducción de pérdidas no técnicas en atención a los usos ilícitos.

5.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA FACTURABLE

La reducción de pérdidas no técnicas por la implementación del Sistema AMI conduce a generar un aumento en la demanda facturable, éste beneficio se traduce a un monto monetarios que la empresa distribuidora, CFE, recupera. De acuerdo con el porcentaje de las tarifas aplicadas a los usuarios del Polígono se puede obtener el monto monetario que se recupera en base a la nueva demanda facturable. Observado los datos de la Tabla 5.1 podemos decir que se recupera 55,53 millones de pesos por la energía que no se facturaba con relación al consumo anual promedio del año de estudios de la zona.

Tabla 5.1. Venta recuperable de energía eléctrica.

Ventas de energía			
	Clientes	Ilícitos	Total de clientes + regularización
Usuarios	32 573	2 850	35 423
Consumo anual promedio [kWh]	172 083 159	15 056 550	187 138 709
Ventas anuales con base a las tarifas aplicadas [\$]	634 681 923	55 531 989	690 213 912
Venta recuperable [\$]			55 531 989

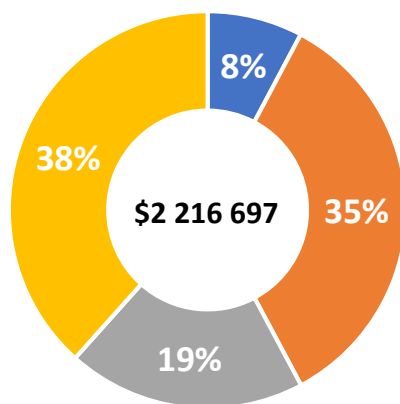
5.3 BENEFICIOS OPERATIVOS ASOCIADOS AL PROYECTO

Estos beneficios se pueden reflejar en la evaluación del proyecto siendo aún más atractivo la implementación de estas tecnologías. De acuerdo con la relación de los usuarios de la Zona Polanco y los del Polígono de estudio, se pudo obtener los costos de las actividades que se describen en la Tabla 5.2. A casusa de la capacidad que las tecnologías AMI ofrecen como lo es: corte y conexión del servicio automáticamente; toma de lectura remota desde el Centro de Gestión, se puede obtener una reducción, Figura 5.2, en los costos de operación y mantenimiento que se presentan en el Polígono, los cuales asciende a 172 mil pesos para el año de estudio.

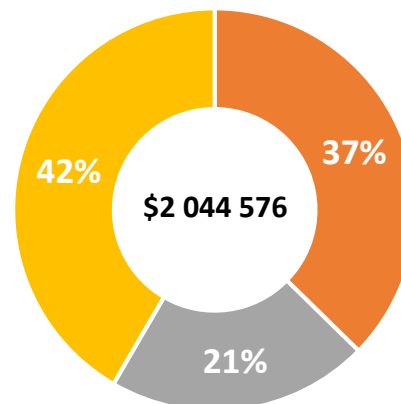
Tabla 5.2. Costos anuales de operación que se presentan sin proyecto.

Unidad	Actividad	Costo de operación [\$]	Anual	Total [\$]
Jornadas	Toma de lectura, Corte y reconexión	4 918	35	172 130
Jornadas	Atención de anomalías	819	932	763 308
Eventos	Emergencias	1 098	392	430 416
Eventos	Quejas	1 379	617	850 843
Total [\$]				2 216 697

Costo anual por operación
(sin proyecto)



Costo anual por operación
(con proyecto)



- Toma de lectura, Corte y reconexión
- Atención de anomalías
- Emergencias
- Quejas

Figura 5.2. Comparación de los costos anuales por operación.



Éste beneficio es altamente posible que se presente por el tipo de tecnología que se implementa. Adicionalmente con instalación de los indicadores de consumo, los usuarios podrán observar más accesiblemente el consumo y facturación en tiempo real que pagarán. Esta interacción entre el usuario y consumo es un motivador para el despliegue de una demanda gestionable que puede generar disminución del consumo de energía y por ende menos explotación para la generación de energía eléctrica.

5.4 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE RENTABILIDAD

Con el análisis económico realizado obtenemos como resultado que la implementación de los Sistemas AMI es atractiva para la inversión y ejecución de estas ya que el beneficio costo de 5,66 nos demuestra que los beneficios que se tienen durante el horizonte de evaluación de 30 años serán mayores que los costos por operación y mantenimiento del sistema.

$$(B/C = 5,66) > 1 \therefore \text{Económicamente rentable}$$

La TIR de 18,7 % indica que es porcentaje de interés máxima aplicable para que apenas sea rentable el proyecto es decir que no existan ganancias, es decir, solo se recuperaría los costos de inversión en los 30 años de evaluación del proyecto. Dicho lo anterior se tiene que una TMAR de 10% es aceptable por los inversionistas ya que compensa la inflación anual. Si se considerando la TIR como referencia es rentable el proyecto para inversionistas que ofrezcan una TMAR menor a la TIR pero mayor o igual al 10%.

$$TIR > TMAR \therefore \text{Se tendrán ganancias para una TMAR menor del 18,7\%}$$

Dicho lo anterior, si se establece por parte del inversionista una TMAR del 10% se obtiene que a 30 años el VPN es de 225,42 millones de pesos, que es un poco menor a los costos por inversión. Éste VPN es la ganancia obtenida después de haber recuperado el costo de inversión durante el horizonte de evaluación. Gráficamente, Figura 5.3, el VPN nos indicara el año en que empezarán las ganancias por la implementación del Sistema AMI y que se traduce al año en ya es rentable el proyecto, para éste caso a partir del año 8 empezará a ser rentable el proyecto.

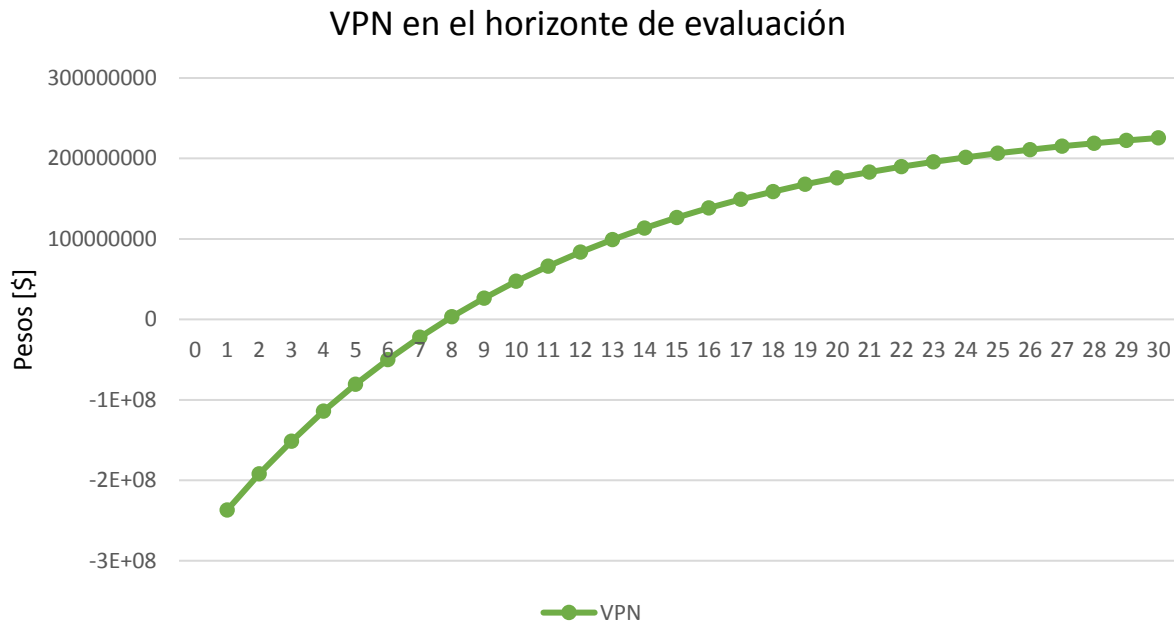


Figura 5.3. VPN durante el horizonte de evaluación.

El VPN negativo indica que aún no se ha recuperado el costo de inversión, cuando la curva cruza por cero nos está indicando que para ese momento ya se recuperó la inversión. Para los posteriores valores positivos del VPN representarían las ganancias del proyecto. Cabe mencionar que la curva se desplazará en el horizonte de evaluación cuando se ofrezca una TMAR mayor de 10% y por ende aumentará los años en el proyecto es rentable.

Proyecto rentable a 8 años con una TMAR del 10%



CONCLUSIONES

A lo largo del presente trabajo se pudo realizar la evaluación de la rentabilidad de los Sistemas AMI (Infraestructura de Medición Avanzada) mediante un análisis económico que demostró la rentabilidad económica de estas tecnologías implementadas en la Red General de Distribución del Polígono Lomas de Chapultepec perteneciente a la DVMX Centro Zona Polanco. De esta manera se puede concluir los siguientes puntos:

- El Sistema AMI es rentable económicamente para el Polígono de estudio, ya que se puede tener una ganancia económica aproximadamente igual al costo de inversión en un periodo de 30 años.
- Es rentable el proyecto con una TIR menor del 18,7%. Para otra zona de estudio el Distribuidor de servicio básico de energía eléctrica, CFE, debe buscar un inversionista que le ofrezca una TMAR menor a la TIR calculada para el horizonte de evaluación.
- El porcentaje de reducción de pérdidas no técnicas de 6,59% equivalente 15 056 [MWh] anual para la Zona Polanco, puede incrementar si se implementan los sistemas AMI en las colonias donde exista mayor número de usos ilícitos.
- Estas tecnologías son más rentables en zonas donde exista un mayor número de usuarios básicos con tarifas DAC ya que los beneficios por energía incremental reducen los años en que se vuelve rentable el proyecto, para el caso de estudio se vuelve rentable a partir del año 8, con un VPN de 225,42 millones de pesos en su horizonte de evaluación.
- Los Sistemas AMI son más atractivos para implementarse en zonas donde el índice de perdidas sea mayor, es decir, las pérdidas no técnicas se mantienen o aumentan.
- El problema social de aceptación por los usuarios se puede reducir drásticamente debido a la instalación de un medidor testigo, como lo es el propuesto para éste sistema, ya que genera mayor confiabilidad en su facturación.



- Con la implementación de las tecnologías AMI se elimina en su totalidad los costos operativos por toma de lecturas, corte del suministro de energía, reconexión del suministro de energía en el Polígono, los cuales ascienden a 172 mil pesos anuales.
- Los Gabinetes de Medidores permitirá detectar el uso ilícito del servicio de energía, ya que podrá comparar la energía facturable y la demandada por cada transformador de distribución, la cual se detectará desde el Centro de Gestión AMI.
- Estos sistemas pueden llegar a no ser factibles en zonas donde la concentración de servicios sea muy extensa ya que podrían ser mayor el largo de las acometidas hacia el gabinete de medidores.
- La comunicación por RF de los equipos debe de ejecutarse con apego a los protocolos y estándares para asegurar el envío y recepción de información.

Concluido los puntos anteriores se puede decir que las tecnologías AMI generan beneficios para el Distribuidor, Inversionista y el Usuario, aunque se piense que el costo por implementación es muy alto, pero de acuerdo con los resultados obtenidos en la evaluación estas llegan a ser económicamente rentables.



BIBLIOGRAFÍA

Aguilar Valenzuela, H. R. (2015). Mapa de ruta para la implementación del Smart Grid en la División de Distribución del Valle de México Centro. (Tesis de maestría, Universidad Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería). Recuperado de www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/8303/1/TESIS.pdf

Baca Urbina, G. (2010). Evaluación de proyectos. Sexta edición. Ciudad de México, México: Mc GRAW-HILL.

Centro Nacional de Control de Energía. (2016). Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2021. Recuperado de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>

Centro Nacional de Control de Energía, Secretaría de Energía, Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, Dirección General de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y Vinculación Social, Subsecretaría de Planeación y Transición Energética y Comisión Federal de Electricidad. (2017). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN. Recuperado de <http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>

Comision Federal de Electricidad. (2016). Informe anual 2016. Recuperado de <http://gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/63/2017/may/CFE-20170508.pdf>

Comision Federal de Electricidad. (2016). Informe anual 2016. Recuperado de <http://gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/63/2017/may/CFE-20170508.pdf>



Comisión Federal de Electricidad Distribución. (2017). Programa de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución 2017 – 2031. Recuperado de http://www.cfe.gob.mx/transparencia/Transparencia/Documents/PAM_SENER_PUBLICABLE_v4.pdf

CFE-G0100-05-2015. Sistemas de Infraestructura Avanzada de Medición (AMI).

Comisión Federal de Electricidad. (2013). Catálogo de precios del suministrador. CATPRE 2013. Subdirección de distribución.

Comisión Federal de Electricidad. (2015). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR Generación 2015). Subdirección de programación, Coordinación de evaluación.

Comisión Reguladora de Energía. (2015). Acuerdo A/074/2015 expedido por la CRE. Anexos. Recuperado de: <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20074%202015%20Anexo%20P%C3%A9rdidas%20Aprobadas%20para%20Distribuci%C3%B3n.pdf>

Coronel Gutiérrez, M. V. (2011). Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (Tesis de Licenciatura, Universidad Politécnica Salesiana Ecuador). Recuperado de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1104/14/UPS-CT002098.pdf>

Díaz, C., y Hernández, J. (2011). Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. Estado del arte. S&T, 9(18), Recuperado de https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/sistemas_telematica/article/viewFile/1075/1096.

Ekanayake, J., Liyanage, K., Wu, J., Yokoyama, A., y Jenkins, N. (2012). Smart Grid. Technology and Applications. [Redes Inteligentes. Tecnología y aplicaciones]. New Delhi, India: Wiley.



Energy Strategy and Technology Associates International, Comisión Reguladora de Energía, Secretaría de Energía y Comisión Federal de Electricidad. (2014). Reporte final. Marco regulatorio de la red eléctrica inteligente (RIE) en México para la Comisión Reguladora de Energía. Recuperado de <http://www.cre.gob.mx/documento/3978.pdf>

Gobierno de la Republica de México. (2013). Reforma energética. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

Gómez López, J., M., Castán Luna, R., Montero Cervantes, J. C., Meneses Ruiz, J., y García Hernández, J. (2015). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Boletín IIE, 39(4). Recuperado de <http://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2016/03/BIIE04-2015.pdf>

Hadjsaid, N., y Sabonnadière, J. C. (2012). SmartGrids. [Redes inteligentes]. London, Great Britain: ISTE Ltd.

Juárez Cervantes, J. D. (1995). Sistemas de distribución de energía eléctrica. Ciudad México, México: Universidad Autónoma Metropolitana.

Ley de la Industria Eléctrica. Diario Oficial de la Federación. (2014).

National Institute of Standards and Technology (NIST). (2010). Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards (Publicación 1108). [NIST Marco y Mapa de Estándares para la Interoperabilidad de Redes Inteligentes]. Recuperado de https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/public_affairs/releases/smartgrid_interoperability_final.pdf

NOM – 008 – SCFI – 2002. Sistema General de Unidades de Medida.



- Peralta Sevilla, A. G., y Amaya Fernández, F. (2013). Evolución de las redes eléctricas hacia Smart Grid en países de la región andina. Revista educación en ingeniería, 8(15). Recuperado de <https://www.educacioneningenieria.org/index.php/edi/article/download/285/165>.*
- Piedras Delgado, G. (2015). El modelo de información común para un sistema de distribución inteligente. (Tesis de Licenciatura, Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería). Recuperado de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/9468/Tesis.pdf?sequence=1>*
- Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía, Centro Nacional de Control de Energía y Comisión Federal de Electricidad. (2016). Programa de Redes Eléctricas Inteligentes 2016. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/90007/Programa_de_Redres_El_ctricas_Inteligentes_09_05_16.pdf*
- Secretaría de Energía, Centro Nacional de Control de Energía, CFE Transmisión, CFE Distribución, Comisión Reguladora de Energía, Subsecretaría de Energía y Electric Power Research Institute. (2017). Programa de Redes Eléctricas Inteligentes 2017. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/250609/2017_Programa_de_Redres_El_ctricas_Inteligentes.pdf*
- Stuard Borlase, I. (2013). Smart Grids. Infrastructure, Technology and Solutions. [Redes inteligentes. Infraestructura, Tecnología y Soluciones]. Boca Raton, U.S: CRC Press.*
- Toledo, F. (2013). Smart Metering Handbook. [Manual de medidores inteligentes]. Oklahoma, U.S: PennWell.*
- Valdiosera Marroquín, A. (2013). Diseño de medidor inteligente e implementación de sistema de comunicación bidireccional. (Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica). Recuperado de <http://sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2013/Diseno%20de%20medidor.pdf>*

