

**ANÁLISIS DE SISTEMAS INTELIGENTES DE MEDICIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA BAJA TENSIÓN INCORPORANDO INFRAESTRUCTURA
DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)**

**JAIME BARRERA PEREZ
EDGAR CAÑAS BERMUDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015**

**ANÁLISIS DE SISTEMAS INTELIGENTES DE MEDICIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA BAJA TENSIÓN INCORPORANDO INFRAESTRUCTURA
DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)**

**JAIME BARRERA PEREZ
EDGAR CAÑAS BERMUDEZ**

**Monografía como requisito para optar el título de Especialista en:
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Director
GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
PhD en Ingeniería Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso por darme la fortaleza necesaria para seguir adelante a pesar de todas las dificultades.

A mis padres por todo su amor, y sus consejos que me indicaron el camino correcto.

A mis hermanos por ser parte importante de mi existencia y brindarme su apoyo en todos los momentos.

A Betty mi amada esposa, por brindarme su apoyo y ánimo día a día para alcanzar ésta nueva meta, tanto profesional como personal.

A mi hijo Jaime Andrés por ser mi mayor ilusión, mi fuerza, mi alegría, la razón de mi vida.

A Edgar por su compañerismo.

Y finalmente a cada una de esas personas que estuvieron presentes y me brindaron su apoyo cuando más lo necesitaba.

A todos ellos, muchas gracias.

Jaime

DEDICATORIA

A Dios mi aliento permanente, A Gloria mi
esposa y mis hijas Gaby y Paulina.

Edgar

AGRADECIMIENTOS

Los autores queremos expresar nuestros más sinceros y profundos agradecimientos al Director de esta monografía, el Doctor Gabriel Ordóñez Plata, por la orientación, supervisión y colaboración de este trabajo. A todos los Profesores de la Especialización por las enseñanzas, que han sido un valioso aporte para el desarrollo de nuestra formación profesional,

A la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander ,pero en especial a todos a nuestros compañeros y amigos, que compartieron su tiempo en la universidad..

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	21
1.1 ANTECEDENTES Y MARCO CONCEPTUAL	21
1.2 JUSTIFICACIÓN	27
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	28
1.4 OBJETIVOS	31
1.4.1 Objetivo general	32
1.4.2 Objetivos Específicos	32
2. INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)	33
2.1 RESEÑA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA	33
2.1.1 Evolución de las tecnologías de medición	34
2.1.1.1 Los medidores de energía	35
2.1.2 Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos	36
2.2. DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE	37
2.2.1 Descripción general de los sistemas de medición inteligente	38
2.2.1.1 Lectura automática del medidor (Automatic Meter Reading AMR)	38
2.2.1.2 Infraestructura de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI)	39
2.2.2 Comparación entre tecnologías de medición analógica, AMI Y AMR	41
2.3 SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)	42
2.4 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AMI EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	44
2.5. COMPONENTES	45

2.5.1. Unidad de medida	46
2.5.1.1 Medidor inteligente	47
2.5.1.2 Visualizador.	48
2.5.1.3 Dispositivo de conexión /desconexión.	48
2.5.1.4 Herramientas para la operación y mantenimiento.	49
2.5.2 Unidad Concentradora	49
2.5.3 Comunicaciones	50
2.5.3.1 Tipos de comunicación.	50
2.5.4 Sistema de gestión de datos de medición (MDMS).	52
2.5.5 Seguridad.	53
3. SISTEMAS DE GESTIÓN DE INFORMACIÓN	54
3.1 MEDICIÓN, LECTURA Y CONTROL	56
3.1.1 Datos medidos.	58
3.1.2 Control de datos medidos.	58
3.2 GESTIÓN DE DATOS MEDIDOS DESDE UN ENFOQUE DEL STANDARD IEC 61968 - 9.	59
3.2.1 Alcance de la IEC 61968 -9	59
3.2.2 Planteamiento general de los sistemas de medición	61
3.2.3 Modelo de referencia general [Meter Reading and Control (MR)].	63
3.2.4 Esquema de gestión	64
3.2.4.1. Subfunción sistema de medida (SM),	64
3.2.4.2 Subfunción planeación y programación	64
3.2.4.3 Subfunción operaciones de red.	65
3.2.4.4 Subfunción información del usuario y facturación.	68
3.2.4.5 Subfunción control y análisis de carga (LMS).	68
3.2.4.6 Subfunción Gestión del trabajo.	68
3.3 COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE DATOS DE LA MEDICIÓN (MDM)	68
3.3.1 Almacenamiento de datos (Meter Data Repository MDR).	69

3.3.1.1. Validación, estimación y edición (VEE)	70
3.3.1.2. Registro y auditoria	70
3.3.1.3. Cálculos de facturación	71
3.3.1.4. Carga y recolección de datos.	71
3.3.2. Gestión de datos medidos (MDM).	71
3.3.2.1. Servicio de integración.	72
3.3.2.2. Motor de flujo de trabajo	72
3.3.2.3 Procesador de eventos	72
3.4 INTEROPERABILIDAD	73
3.5 GESTIÓN DE INFORMACIÓN COMERCIAL	75
4 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN	78
4.1 SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES	78
4.2 COMUNICACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE LA RED ELÉCTRICA	79
4.2.1 Canales de transmisión de información	80
4.2.2 Topología física de la red	80
4.2.3 Clasificación por extensión de la red	83
4.3 TECNOLOGÍAS PARA LA COMUNICACIÓN DE LA RED	85
4.4 ARQUITECTURAS DISEÑADAS PARA UN SISTEMA DE MEDIDA AVANZADA	90
4.5 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN PROCESOS DE MEDICIÓN INTELIGENTE	91
4.5.1 Modo de comunicación entre medidores y centrales de control	92
4.5.2 Requerimientos de capacidad de red de comunicación	93
4.5.3 Aplicaciones.	94
4.6 INFLUENCIA DEL SISTEMA AMI SOBRE LA CALIDAD DE SERVICIO	95
4.6.1 Calidad del servicio técnico	96
4.6.2 Calidad del Servicio Comercial	97
4.7 NORMATIVA Y MODELO DE REFERENCIA	97

5. ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DE AMI	99
5.1 DIRECTRICES PARA EL ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO, EN SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA.	102
5.1.1. Definición del escenario de la medición avanzada.	103
5.1.2 Consideración de las condiciones locales (adaptación)	105
5.1.3. Análisis del costo beneficio	106
5.1.3.1 Paso 1. Revisar y describir las tecnologías, los elementos y objetivos del escenario de estudio	108
5.1.3.2 Paso 2. Determinar activos y sus funcionalidades	109
5.1.3.3 Paso 3. Determinar los beneficios de las funcionalidades	111
5.1.3.4 Paso 4. Establecer el escenario base	111
5.1.3.5 Paso 5. Cuantificar beneficios e identificar beneficiarios	112
5.1.3.6 Paso 6. Identificar y cuantificar costos	117
5.1.3.7 Paso 7. Comparar costos y beneficios	120
5.1.4 Análisis de sensibilidad	120
5.1.5 Análisis cualitativo	121
5.2 IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE AMI	122
5.2.1 Impactos sobre el sistema eléctrico	122
5.2.2 Impacto social general	123
5.2.3 Impacto medioambiental.	123
5.3 PROBLEMAS RELACIONADOS CON AMI.	123
5.3.1 Problemas técnicos relacionados con los medidores inteligentes	124
5.3.2 Problemas normativos relacionados con los medidores inteligentes	124
5.3.3 Problemas culturales relacionados con los medidores	125
6. CONCLUSIONES	126
BIBLIOGRAFÍA	128
ANEXOS	135

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Evolución de las tecnologías de medición	35
Figura 2. Estructura genérica del medidor de energía eléctrica	36
Figura 3. Alcance de los Sistemas de Medición Inteligente	40
Figura 4. Arquitectura de un sistema AMI	46
Figura 5. Líderes en ventas de medidores eléctricos inteligentes en el mercado norteamericano	47
Figura 6: Ubicación del concentrador de datos	50
Figura 7. Estructura de medición, lectura y control AMI.	58
Figura 8. Modelo de referencia de la IEC 61968-9 Meter Reading and Control (MR) [Lectura y Control del Medidor]	66
Figura 9. Funciones y subfunciones de la plataforma MDM	69
Figura 10. Solicitud de toma de lecturas	77
Figura 11. Topología en estrella (punto a punto) y en malla	81
Figura 12. Arquitectura de Red Inalámbrica de Tipo Malla	81
Figura 13. Comunicaciones para medición inteligente	84
Figura 14. BPL al interior del hogar	88
Figura 15. Estructura del análisis costo - beneficio	101
Figura 16. Diagrama de flujo del procedimiento propuesto en el análisis C-B.	103
Figura 17: Detalle de la fase de análisis costo - beneficio. Estimación de los beneficios y costos	107
Figura 18. Obtención del valor monetario de los beneficios a partir de los activos	108
Figura 19: Ejemplo de presentación de costos y beneficios	120
Figura 20. Problemas de diseño en un sistema de medición inteligente.	124

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos	37
Tabla 2. Comparación entre tecnologías de medición analógica, AMI Y AMR.	42
Tabla 3. Fabricantes de medidores eléctricos y tipos de comunicación	48
Tabla 4. Funciones y subfunciones en el modelo de referencia de interfaz IEC 61968-9	67
Tabla 5. Comunicaciones de área extendida de mayor relevancia para el uso de sistemas de medida avanzada en clientes masivos y negocio estratégico de las telecomunicaciones	90
Tabla 6. Escenarios básicos a considerar en un análisis costo - beneficio	104
Tabla 7: Listado de variables más comunes a tener en cuenta, en la adaptación a las condiciones de un entorno.	106
Tabla 8. Modelo de determinación de funcionalidades por activos.	110
Tabla 9. Matriz de beneficios de funcionalidades	111
Tabla 10 Tabla de ecuaciones para cuantificar monetariamente algunos beneficios	114
Tabla 11. Tabla de muestra de costos a considerar	119

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Características de los medidores eléctricos inteligentes	135
Anexo B Especificaciones técnicas de marcas de equipos datos y parámetros	142
Anexo C. Protocolos de comunicación para los sistemas AMI	150

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE SISTEMAS INTELIGENTES DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA BAJA TENSIÓN INCORPORANDO INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI).*

AUTORES: BARRERA PÉREZ, Jaime
CAÑAS BERMÚDEZ, Edgar.**

PALABRAS CLAVES: Medición inteligente, comunicación, bidireccional, protocolos, transmisión, tecnologías, regulación.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad son varias las expectativas que el sector eléctrico tiene sobre la medición inteligente, como parte del sistema eléctrico, una de ellas es ser eficiente y confiable como lo propone el concepto de Smart Grid.

Desde hace algún tiempo se viene implementando en el mundo sistemas de medición inteligente con el propósito de optimizar el consumo de energía eléctrica, orientando al consumidor a usar de manera eficiente este recurso energético. Los sistemas de comunicación son esenciales en estos dispositivos, para permitir el intercambio de información bidireccional.

Es por eso que la implementación del Sistema de Infraestructura de Medición Avanzada AMI –en Colombia puede generar mecanismos para optimización del suministro eléctrico, obteniendo información en tiempo real, que permita al cliente realizar un uso eficiente de la energía eléctrica. Adicionalmente, las empresas de distribución de energía eléctrica, a través de un sistema de gestión, pueden realizar el control de pérdidas de potencia no técnicas, la reducción de los tiempos de lectura del medidor, cortes y/o reconexiones.

La tecnología AMI ha demostrado ser una buena alternativa para los tipos de redes de comunicaciones que involucran tecnologías actuales que son utilizadas como medios de transmisión de datos, tomando en consideración protocolos y normativas que permitan ser la solución de la transmisión de información en zonas urbanas y rurales.

Por lo anterior esta monografía tiene como finalidad dar a conocer el estado del arte de la infraestructura de medición avanzada AMI, mostrando las ventajas y desventajas con un análisis que permite establecer la viabilidad de la implementación de esta tecnología en Colombia, en el ámbito de la transmisión de datos en redes de baja tensión. Se debe tener en cuenta, además de los aspectos tecnológicos los aspectos políticos, económicos, ambientales, regulatorios, que influyen de forma directa sobre las decisiones del país.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Director Dr. Gabriel Ordóñez Plata

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF INTELLIGENT MEASUREMENT SYSTEMS FOR LOW VOLTAGE ELECTRICAL OF ENERGY INCORPORATING ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE (AMI).^{*}

AUTHORS: PÉREZ BARRERA Jaime
CAÑAS BERMUDEZ, Edgar ^{**}.

KEYWORDS: Smart metering, communication, bidirectional, protocols, transmission technologies, regulation.

DESCRIPTION:

At present there are several expectations that the electricity sector has on smart metering, as part of the electrical system, one of which is to be efficient and reliable as proposed the concept of Smart Grid.

For some time now it has been implemented in the world of smart metering systems in order to optimize energy consumption, guiding consumers to efficiently use this energy resource. Communication systems are essential in these devices, to allow the exchange of information in both directions.

That is why the implementation of the System of Advanced Metering Infrastructure AMI in a country like Colombia can create mechanisms for optimization of electricity supply, obtaining information in real time, which allows the client to make an efficient use of electricity. Additionally, distribution companies of electricity, through a management system can perform control nontechnical power losses, reducing the time of meter reading, cutting and / or unplugging.

AMI technology has proven to be a good alternative to the types of communications networks involving current technologies that are used as transmission media of data, taking into consideration protocols and regulations that allow them to be the solution for the transmission of information in urban areas and rural.

Therefore this paper aims to present the state of the art advanced metering infrastructure AMI, showing the pros and cons with an analysis that establishes the feasibility of implementing this technology in Colombia, in the field of data transmission in low-voltage networks. It becomes evident, consider, in addition to the technological aspects of political, economic, environmental, regulatory issues, which directly affect the decisions of the country.

* Project of grade

** Faculty of Engineering School of Electrical Engineering physicomechanical, Electronics and Telecommunications Systems Specialization Power Distribution Director Dr. Gabriel Ordóñez Plata

INTRODUCCIÓN

Las empresas de energía eléctrica junto con organismos de normalización, trabajan para unificar, normalizar e implementar en el futuro las redes eléctricas inteligentes.

Las ventajas resultantes de la construcción de una red eléctrica inteligente, han motivado a las empresas de energía eléctrica a planificar estrategias para lograr transformar su actual infraestructura eléctrica en una red Inteligente.

A nivel mundial las empresas de distribución de energía eléctrica proyectan contar con los beneficios de implementar una infraestructura de medición avanzada (AMI por sus siglas en inglés). El proyecto AMI sugiere una renovación tecnológica que parte desde el medidor de energía hasta la construcción de una infraestructura de comunicaciones y gestión de datos.

AMI brinda a las empresas de distribución de energía beneficios enfocados a la eficiencia en la administración de los recursos de la empresa. Al integrar los clientes en un sistema AMI, la empresa de energía estará en capacidad de gestionar óptimamente la información del consumo de sus clientes y controlar remotamente el suministro de energía a un cliente en particular.

En resumen, la infraestructura de medición avanzada (AMI), está fundamentada en un medidor digital que cuenta con un software y hardware de medición y comunicación que permite una gestión efectiva de los datos del sistema de distribución y además de esto proporciona otros tipos de posibilidades como: Control de los picos de demanda, control automático de electrodomésticos, tarifas

de servicio de energía prepago, esquemas de precios variables, conexión o desconexión de cargas, entre otras¹.

Para abordar esta temática se ha desarrollado esta monografía, la cual se ha estructurado en cinco capítulos. El contenido de cada uno de estos capítulos se describe a continuación.

El Capítulo 1 presenta los aspectos generales de la monografía y en el Capítulo 2 se describen los conceptos y definiciones más relevantes de los sistemas de medición de energía, que incluyen la descripción general de los sistemas de medición inteligente así como las características y análisis de la implementación de un sistema de medición avanzada (AMI), dentro del área de cobertura de una empresa operadora de red.

En el Capítulo 3 se muestra la estructura del sistema de gestión de la información considerando el estándar internacional IEC 61968-9. Se proponen los componentes y se mencionan unos objetivos básicos que se consideran deberán tenerse en cuenta en cualquier sistema de gestión de la información, con énfasis o interacción con AMI.

Las diferentes tecnologías de comunicación que permiten la transmisión de datos entre el sistema comercial de la empresa y el sistema de medición de cada cliente y la descripción general de los diferentes protocolos de comunicación soportados por los medidores inteligentes y las redes inteligentes se presentan en el Capítulo 4.

El Capítulo 5 se enfoca en el análisis de costos – beneficios de AMI. En él se describe la metodología propuesta, por el Joint Research Centre (JRC),

¹ AHMAD S. "Smart Metering and Home Automation Solutions for the Next Decade". Secure Meters Ltd., India. Abril 2011.

denominada “Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment”; con miras a desarrollar un análisis beneficio–costo, en proyectos de medición inteligente, y principalmente en la determinación del núcleo del análisis que es la estimación monetaria de los costos y los beneficios.

Finalmente, las conclusiones más relevantes de la monografía se presentan en el Capítulo 6.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

Las proyecciones del consumo energético mundial para las próximas décadas, el aumento de los niveles de consumo en una sociedad que fomenta estilos de vida cada vez más consumistas donde el desarrollo y sostenibilidad depende de las fuentes energéticas, y el uso de la mayoría de aplicaciones tecnológicas debido al fácil acceso a la tecnología actual, se enfoca en el desarrollo e implementación de sistemas inteligentes que permitan tener un mejor control, en la reducción de pérdidas y uso de la energía optimizando los tiempos y procesos de operación,

Estas expectativas requieren altas inversiones de capital debido a la renovación tecnológica necesaria para cumplir este objetivo. Entre las necesidades que se tienen para empezar a construir la red inteligente está la de integrar los medidores de energía en una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Se puede inicialmente plantear un estudio acerca de esta nueva tecnología, la cual ha permitido actualmente disponer de información de los equipos de medición por medio de una comunicación bidireccional de manera oportuna, todo esto integrado con el Sistema de Gestión Comercial y principalmente contar con un respaldo y seguridad de la información en sus propios servidores.

1.1 ANTECEDENTES Y MARCO CONCEPTUAL

En los últimos años, el avance de la medición inteligente se ha basado principalmente en el desarrollo de dos importantes tecnologías: AMR y AMI.

AMR (“Automatic Meter Reading”: Lectura de medición automática), hace referencia a una tecnología que permite la lectura de los datos por medio de un

medidor que junto con un modem y diferentes medios de comunicación y transferencia hacen posible que la información obtenida en los medidores sea enviada directamente a una base de datos para su tratamiento y administración².

Crear una infraestructura de medición avanzada no es simplemente introducir en la red tecnologías que se encarguen de las labores que se realizaban manualmente. Se trata de crear una infraestructura que cumpla a cabalidad sus funciones, pero que a su vez brinde diferentes beneficios teniendo en cuenta la calidad, la eficiencia y la confiabilidad en cada uno de los procesos que realice.

Una de las principales funciones de la infraestructura AMI en redes inteligentes es estimar, almacenar, analizar y utilizar la información de diferentes parámetros del sistema eléctrico por medio de la integración de redes de comunicación y software especializado.

Para cumplir a cabalidad sus funciones, AMI debe basarse en una avanzada estructura de comunicación de dos vías, lo cual permite un mejor intercambio de información en tiempo real entre el cliente y el encargado del suministro de energía eléctrica. En esta comunicación bidireccional, lo importante no es solo la velocidad y el tiempo que requiere el flujo de la información, sino también el análisis de los parámetros del sistema eléctrico en aspectos como: La calidad de la energía eléctrica, la confiabilidad del sistema, entre otros. Es decir, la comunicación bidireccional debe proporcionar una mejora en la eficiencia energética tanto para los usuarios como para los proveedores de servicios³

² G. VIDRIO, "Infraestructura de medición avanzada (AMI), en las redes inteligentes", Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. Julio de 2011.

³ Bai Xiao-min; Meng Jun-xia; Zhu Ning-hui "Functional Analysis of Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid". Electric Power Research Institute CEPRI, Beijing, China. Octubre 2010.

Los sistemas de lectura automática de medidores han evolucionado hacia la infraestructura avanzada de medición (AMI), pasando por la AMR.

Esta evolución ha sido posible gracias al progresivo desarrollo de los sub-sistemas de comunicaciones que han propiciado que esta importante infraestructura se emplee hoy no sólo en la lectura de los medidores sino en eficaces políticas de gestión activa de la demanda y en la automatización de la red de distribución.

Muchas empresas pueden ofrecer tanto equipos de medida como de comunicaciones y sus correspondientes programas de software para integrar soluciones llave en mano en base al concepto AMI.

En nuestro país la gestión de la demanda ha sido realmente el motor del proceso hacia la tele-gestión ya que la administración y el operador de red han visto en estas tecnologías una oportunidad inestimable para gestionar la demanda eléctrica y la eficiencia energética.

La tele-gestión es un conjunto de productos basados en las tecnologías informáticas, electrónicas y de telecomunicaciones que permiten el control a distancia de instalaciones técnicas aisladas o distribuidas geográficamente⁴.

La ventaja de utilizar esta tecnología es conocer los consumos en tiempo real, al dar la lectura en cada momento. En el caso de la energía eléctrica, dicha información permite adaptar la potencia eléctrica a las necesidades o localizar los consumos anómalos. Con la tele-gestión se conocen también los hábitos de consumo y se obtiene ayuda para tomar las medidas oportunas para mejorar el uso de la energía eléctrica y reducir el costo de las facturas o localizar irregularidades.

⁴ “Endesa Dirección de Acceso de Clientes y Medida. Proyecto de tele-gestión. Diciembre 2011”

Dar un tratamiento adecuado a la gran cantidad de información recopilada de una red de energía eléctrica en un sistema de medición inteligente, abre grandes posibilidades de mejora e innovación en los procesos de control y gestión del suministro eléctrico. Por tal razón AMI requiere un adecuado sistema de gestión de la información.

Esta gestión de información posibilita visualizar en tiempo real el estado de la red eléctrica y permite que esta estructura avanzada de medición ofrezca opciones como la gestión real de la demanda de energía eléctrica, entre otras.

El éxito de estas políticas de gestión de la demanda (o sus siglas en inglés DSM) pasa por una estrecha colaboración entre la administración pública, las compañías distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, los fabricantes de bienes de equipos eléctricos (medidores, concentradores, módems, etc.) así como los integradores, tanto de hardware como de software.

La gestión de la demanda no puede ser efectiva sin la participación activa del dúo cliente-usuario. Para ello es imprescindible que éste sea plenamente consciente de la manera como realiza su consumo de energía eléctrica, el precio de la energía que consume y las opciones disponibles para su reducción.

El medidor inteligente (*Smart Meter*) es el elemento principal del concepto AMI ya que es la interfaz entre el cliente y el sistema de gestión y control. Aparte de la precisión, fiabilidad y robustez que tradicionalmente se han requerido de estos equipos, es preciso dotarles de una comunicación fiable hacia los concentradores.⁵

Por esto es necesario considerar cuatro aspectos fundamentales, en la medición inteligente, en cuanto a temas de comunicación: El sistema central, el

⁵ Lee, P.K.; Lai, L.L. Op. Cit.

concentrador de datos, la infraestructura de comunicación y el medidor inteligente. Estos sistemas cumplen diferentes tareas, pero se encuentran articulados para satisfacer necesidades como procesamiento adecuado de los datos, almacenamiento de los datos, velocidades y efectividad en el envío de información bidireccionalmente, medición de cantidad y calidad de energía consumida por un cliente y la seguridad durante todo el proceso.

El concentrador es el elemento intermedio entre el sistema de gestión y control y los medidores inteligentes, y está dotado de comunicaciones fiables con éstos y con el sistema de gestión y control de la compañía eléctrica. La comunicación con los medidores se hace puede realizar por diversos sistemas de comunicación: PLC, RF, GSM, GPRS, Ethernet, fibra óptica, entre otros.

Su localización habitual está en el centro de transformación. El concentrador está dotado de una funcionalidad que permite la monitorización del transformador y constituye una importante plataforma para las funciones de automatización de la red de distribución dentro del concepto de redes inteligentes.

El sistema de comunicación para una red inteligente debe permitir la inmediata conexión entre cada elemento y el sistema de información central, de ahí que la selección del tipo de medio de comunicación es de suma relevancia en la planificación de la red inteligente.

Durante los últimos años se ha venido trabajando intensamente para ofrecer una solución completa AMI basada en estándares abiertos. En la actualidad con los medidores inteligentes existentes se han desarrollado diversos algoritmos de control que permiten mejorar la fiabilidad y la optimización de las redes de suministro. Estos medidores integrados en una adecuada red de comunicación, deben cumplir unos requisitos, que representan múltiples funciones y diversos beneficios para las distintas partes involucradas.

Entre estos requisitos se tiene:

- La sincronización de tiempo y el sellado de tiempo de los datos.
- Un alto grado de fiabilidad operacional en la transferencia de cantidades masivas de información entre la red de comunicación y el sistema de gestión.
- Un sistema de comunicación bidireccional entre los centros de mando operativo y los dispositivos finales que son controlados por el cliente.
- Una base de datos y un sistema de gestión en donde los datos son recogidos y almacenados para diferentes usos.
- Un formato de almacenamiento de datos y un proceso de accesibilidad de los mismos.
- Sub bases de datos que se actualizan constantemente debido a la naturaleza dinámica de la red y a los comportamientos de las cargas.
- Algoritmos de enrutamiento de la comunicación, y el reconocimiento de fallas de la red eléctrica en la red de comunicación.
- Organización de almacenamiento para un rápido acceso de los distintos usuarios⁶.

Los requisitos mencionados previamente, son los más importantes para lograr una adecuada red de comunicación. Estos se deben tener en cuenta cuando se desea implementar una infraestructura de medición inteligente, a fin de lograr una administración eficiente de la energía eléctrica. Lo anterior permite un ahorro en el consumo de energía eléctrica y por consiguiente del dinero que se ve reflejado en las facturas y esto repercute directamente en la protección del medio ambiente.

Además de las diferentes posibilidades de gestión que ofrece un sistema de medición inteligente, estos sistema permiten generar otras soluciones a uno de los problemas en las redes eléctricas en Colombia y otros países como son las pérdidas no técnicas de energía eléctrica, las cuales representan pérdidas

⁶ Mak, S.T. "A Synergistic Approach to Implement Demand Response, Asset Management and Service Reliability Using Smart Metering, AMI and MDM Systems." IEEE. Julio 2009.

financieras a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, del orden de 20 mil millones de dólares anualmente en todo el mundo.⁷

Actualmente en Colombia, se están realizando diversos pilotos para establecer consumos anómalos por no facturación de energía eléctrica. Se destacan los prototipos realizados en las electrificadoras de la zona Caribe y en la actualidad los que se están realizando por parte de la Universidad industrial de Santander a la ESSA-E.S.P que consisten en unos pilotos de medición centralizada para los diferentes circuitos del sistema de distribución de energía eléctrica de este operador de red.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La base para el desarrollo de la AMI se da a partir de los medidores inteligentes y una red de comunicaciones con la cual se pueda tener la información de aquellos en tiempo real.

La infraestructura de medición avanzada (AMI), proporciona varios beneficios, entre los que se incluyen: La detección de cortes de servicio, ciclos de facturación más flexibles, lecturas más adecuadas y la reducción de tiempo y dinero necesarios para la recopilación de los datos. Sin AMI, las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica deben recopilar el consumo de energía de cada cliente, manualmente y todos los meses.

Además de esto, las empresas de energía tendrán controles adicionales para disminuir las pérdidas de energía tanto por fraudes como por errores en el proceso de facturación. Estos controles se deben a la recepción de datos en tiempo real,

⁷ Soma Shekara Sreenadh Reddy Depuru; Lingfeng Wang; Vijay Devabhaktuni; Nikhil Gudi “Smart Meters for Power Grid – Challenges, Issues, Advantages and Status” Noviembre 2011.

los cuales pueden ser analizados y contrastados evitando así errores en los que se pudiera incurrir⁸.

En resumen, la infraestructura de medición avanzada (AMI), está fundamentada en un medidor digital que cuenta con un software y hardware de medición y comunicación que permite una gestión efectiva de los datos del sistema de distribución y además de esto proporciona otros tipos de posibilidades como: Control de los picos de demanda, control automático de electrodomésticos, tarifas de servicio de energía prepago, esquemas de precios variables, conexión o desconexión de cargas, entre otras⁹.

Varias empresas de diseño han anunciado el lanzamiento de nuevos dispositivos orientados a este mercado; utilizando varios sistemas de comunicación como: Vía cable, fibra óptica, y comunicaciones inalámbricas como radio, WIFI, telefonía móvil GPRS/3G¹⁰.

Esta tecnología permitirá que los procesos actualmente desarrollados en el tema de las mediciones del sector de la energía eléctrica evolucionen a tal punto que permitan suplir las actuales y futuras exigencias que requiere el mercado de la energía eléctrica.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Colombia y en la mayoría de países en vía de desarrollo, existe una problemática para las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica y es que las redes eléctricas, diseñadas por las empresas de energía,

⁸ R. Van Gerwen, S. Jaarsma, R. Wilhite, "Smart Metering", Distributes Generation, July 2006.

⁹ Ahmad S.Op. Cit.

¹⁰ Lee, P.K.; Lai, L.L.

son apropiadas de forma fraudulenta por un número de usuarios informales sin que en muchos casos la empresa logre detectarlos.

Este fenómeno de pérdidas no técnicas de energía, afecta a la empresa que suministra el servicio de energía eléctrica y a los mismos usuarios, y alcanza valores que oscilan entre los 130 000 y 150 000 millones de pesos, según la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco)¹¹.

Por otra parte el consumo de energía eléctrica es dinámico, es decir la curva de demanda por parte de los usuarios tiene variaciones durante el día. Al conocer estos cambios, las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía, podrían estar ofreciendo tarifas diferenciadas de consumo dependiendo de la hora en que se utilice y así lograr que el consumo sea más homogéneo.

Conocer el modo de consumo individual, es una tarea difícil y costosa con los sistemas tradicionales de medición con que operan actualmente las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía.

La medición inteligente “*Smart Metering*”, es un concepto técnico amplio, que incluye la infraestructura necesaria para registrar, transferir y gestionar los datos medidos, además de ser un sistema de medida remota, que presenta las siguientes características:

- Permite la gestión automática de los medidores de energía eléctrica.
- La comunicación entre empresa y sus usuarios es bidireccional
- Proporciona información de consumo significativa y oportuna para los agentes pertinentes y sus sistemas, incluyendo los consumidores de energía eléctrica.

¹¹ NARANJO Freddy. Especial para Portafolio. “El robo de energía o la 'defraudación de fluidos'”. 17 de Agosto de 2011

- Es compatible con servicios que mejoran la eficiencia energética del consumo de energía y el sistema energético (generación, transmisión, distribución y uso final).¹²

La utilización de medición inteligente en sistemas eléctricos permite la implementación de: La automatización de todos los aspectos relacionados con el uso de la energía eléctrica, la determinación dinámica de la calidad de la energía eléctrica, la eliminación de procesos de facturación tediosos que se tienen en la actualidad, la obtención de la demanda de usuarios en tiempo real, la posibilidad de comercializar paquetes de energía dinámicos, la opción de clientes con servicio de energía prepago, el seguimiento de cargas en tiempo real, lo cual promoverá un uso racional y eficiente de la energía (URE) por parte de los usuarios.

Si bien en esta monografía no se aspira a dar respuesta a todos los problemas y soluciones a los mismos que pueda plantear la implementación de una red inteligente o “Smart Grid” como se conoce en idioma inglés, se espera lograr una primera aproximación y generar lineamientos en este orden de ideas.

Una definición de una red inteligente es la siguiente: “Es una red de electricidad que usa tecnologías digitales y otras avanzadas para monitorear y manejar el transporte de la electricidad desde todas las fuentes de generación para cumplir la variedad de demandas de los usuarios finales”¹³.

En este sentido el proyecto pretende beneficiarse de las nuevas capacidades de los equipos de medida de consumo (medidores eléctricos) y las posibilidades de comunicación bi-direccional de los mismos; es lo que se conoce con el nombre de

¹² R. Van Gerwen, S. Jaarsma, R. Wilhite, Op. Cit.

¹³ LÓPEZ Gilberto "Infraestructura de Medición Avanzada AMI en las redes inteligentes". Ecuador. Agosto 2011.

infraestructura de medición avanzada (AMI) “Advanced Metering Infrastructure”, siendo el medidor inteligente (“Smart Meter”) un elemento central de la misma¹⁴

La mayor parte de los estudios consultados se enfocan sólo en la parte técnica, que sin duda es parte vital, pero no hay que desconocer que en el mundo actual se mueven fuerzas e intereses que influyen de forma directa sobre las decisiones del país y por supuesto sobre la sociedad colombiana.

La importancia de tener en cuenta los aspectos políticos, económicos, sociales, ambientales, regulatorios, además de los aspectos tecnológicos, en el proceso del análisis de la viabilidad de implementación de una tecnología como lo es AMI, se hacen evidentes.

1.4 OBJETIVOS

El propósito de esta monografía se centra en efectuar una revisión del estado del arte de la Infraestructura de Medición Avanzada –AMI– y su aporte como componente integrante y fundamental de la nueva generación de la red eléctrica “la Red Inteligente”.

Consecuentemente con esta evolución tecnológica, se requiere un diagnóstico de la estructura del sector eléctrico colombiano así como el análisis de las posibles nuevas consideraciones que por estos efectos deberán concebir, las regulaciones y las políticas de máxima jerarquía. Es así que, para este estudio, se trazan los siguientes objetivos.

¹⁴ Ahmad S. Op. Cit.

1.4.1 Objetivo general Evaluar cualitativamente las ventajas y desventajas de la incorporación de la infraestructura de medición avanzada en la recolección, transmisión y recepción de datos de los consumos de energía de las instalaciones eléctricas para uso final y proponer acciones encaminadas al uso racional y eficiente de energía en los procesos de operación y supervisión de las redes de distribución eléctrica en baja tensión.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar una descripción completa de los componentes que conforman la infraestructura de medición avanzada y sus nuevas aplicaciones tanto para usuarios como para empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.
- Proponer un sistema de gestión de información en tiempo real, de los consumos de carga, el análisis y control de la demanda, la conexión y/o desconexión remota del servicio de energía, la detección de fallas en el sistema de distribución para una mayor calidad y eficiencia en el suministro de la energía eléctrica.
- Proponer alternativas de sistemas de comunicación para la recolección, transmisión y recepción de información teniendo en cuenta los diferentes ambientes y lugares donde se encuentran los usuarios.
- Realizar un análisis costo –beneficio en la implementación de la infraestructura de medición avanzada, tanto para el usuario final, como para el comercializador o distribuidor de la energía eléctrica.

2. INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

La infraestructura y tecnología antigua del sistema de medición de energía eléctrica –cuya arquitectura central no ha cambiado a lo largo del tiempo–, en su mayor parte siguen siendo proyectadas, construidas y operadas con las mismas teorías de sus inicios, es decir de alrededor de un siglo. De hecho, algunas de las tecnologías claves dentro del sistema, como por ejemplo el medidor electromecánico, tienen más de cien años de edad.

Se viene entonces una nueva generación de red eléctrica, conocida como la "Red Inteligente o *Smart Grid*", la cual se espera pueda atender todas las deficiencias de la red existente, proporcionando a las empresas una completa visibilidad y control general sobre sus activos y la calidad del servicio

2.1 RESEÑA DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

Desde los inicios de la producción y distribución de energía a finales del siglo XIX, fue evidente la necesidad de medir la cantidad de energía eléctrica que se suministraba y consumía. .

A partir de la década de los 70, con los avances de la electrónica recién se desarrollan los primeros contadores de energía de tecnología diferente. Gracias al empleo de componentes de estado sólido se consiguen nuevas prestaciones, como la medición de varios parámetros eléctricos en un mismo equipo.

A mediados de la década de los 80, con el desarrollo de las telecomunicaciones, se incluyen en los sistemas de medición las capacidades de comunicación,

equipos que por esta nueva característica se los considera como medidores inteligentes.

Los primeros sistemas Smart Metering implementados se basan en sistemas electrónicos de medida y tienen como objeto principal dos aspectos:

- Mantener informado al consumidor-productor de energía de los valores actuales del flujo energético.
- Cuantificar instantáneamente el estado de la red de distribución en el lado del consumidor.

La definición evoluciona según avanza el desarrollo tecnológico, reservándose el término inteligente a los dispositivos de última generación o del futuro próximo¹⁵.

A continuación se indican los distintos tipos de medidores de energía eléctrica desde un punto de vista evolutivo, que se inicia con el contador electromecánico hasta los actuales contadores de estado sólido, sigue una clasificación operativa y el detalle tecnológico de funcionamiento de estos equipos de medida.

2.1.1 Evolución de las tecnologías de medición Los medidores de energía son aparatos integrados en nuestros hogares que indican el consumo total de energía utilizado durante un tiempo determinado (kWh). En la actualidad en la mayoría de ciudades de nuestro país se siguen utilizando los contadores electromecánicos, si bien es cierto estos equipos nos han servido bien, siguen siendo dispositivos mecánicos que utilizan tecnología de hace cien años, por lo que es necesario un cambio de estos equipos para hacer frente a las necesidades tecnológicas del futuro, esto se puede apreciar en la **Figura 1**¹⁶.

¹⁵ Echelon, "Making Devices Smart and the Grid Smarter", GSA Expo, October 2009 [En línea]. Disponible: <http://www.gsaglobal.org/resources/presentations/index.asp>

¹⁶ LOPEZ, Gilberto "Infraestructura de medición avanzada AMI en las redes inteligentes", Recuperado el 01 de Agosto del 2011: <http://www.slideshare.net/FiiDEM/infraestructura-de-medicion-avanzada-ami-en-las-redes-inteligentes>.

Figura 1. Evolución de las tecnologías de medición

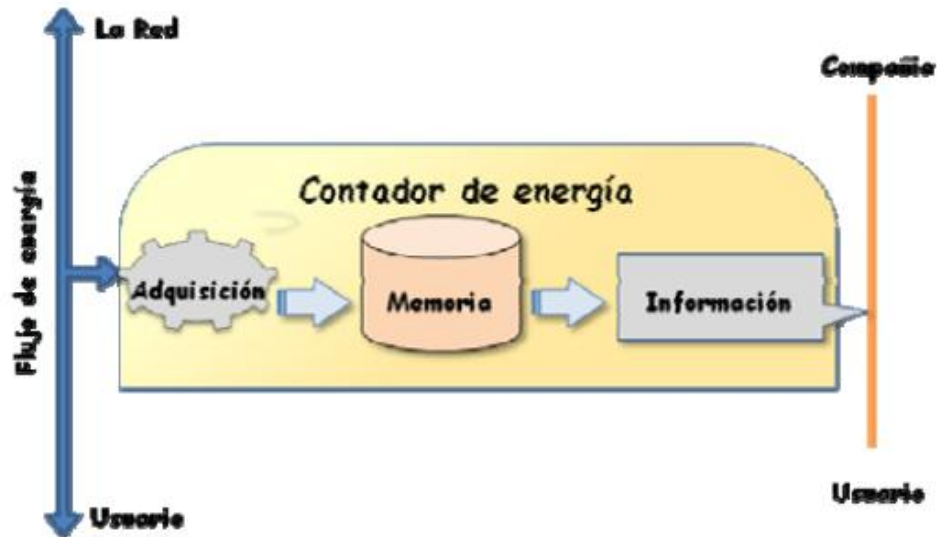


Fuente: LOPEZ, Gilberto "Infraestructura de medición avanzada AMI en las redes inteligentes", Recuperado el 01 de Agosto del 2011: <http://www.slideshare.net/FiiDEM/infraestructura-de-medicion-avanzada-ami-en-las-redes-inteligentes>.

2.1.1.1 Los medidores de energía El equipo para la medida de la energía eléctrica consumida es un medidor eléctrico o meter el cual consta de tres elementos principales, como son el sistema de medida, el elemento de memoria y el dispositivo de información (Fig. 2).

En este sentido el contador eléctrico realiza la función de interfaz de la red con el usuario.

Figura 2. Estructura genérica del medidor de energía eléctrica



La estructura general del medidor mantiene los tres elementos principales como son: El sistema de medida, la memoria y el dispositivo de información principal que es actualmente el sistema de comunicaciones. Para ampliar sus capacidades operativas se le añaden los siguientes elementos complementarios:

- Sistemas de alimentación.
- Procesador de cálculo.
- Procesador de comunicaciones.
- Dispositivo de accionamiento o control

2.1.2 Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos A continuación se presenta un resumen con las principales características de ambos tipos de medidores. Cabe destacar que las características de los medidores varían dependiendo de las funcionalidades en las que se habiliten y el fabricante que los provea. Note que algunas de las funciones pueden estar ausentes, dependiendo del modelo y fabricante del medidor.

Tabla 1. Comparación entre medidores electromecánicos y electrónicos

Comparación de medidores	
Medidor electromecánico	Medidor electrónico
Energía activa directa [kWh]	Energía activa [kWh] Energía reactiva [kVArh] 2 a 4 cuadrantes
Costo: US\$23 (mínimo)	Costo: US\$35 (mínimo)
Tiempo de vida: 30 años	Tiempo de vida : 10 a 20 años
Fidelidad de la medida solo para cargas lineales	Precisión y estabilidad para todo tipo de cargas
Con calibración	Sin calibración
Funciona incluso en condiciones de hurto	Desechable ante eventos de hurto
	En casos avanzados, habilidad para ser programado (uso de baterías)

2.2. DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

No existe una definición universal para los sistemas de medición inteligente, debido a que en esencia es una evolución tecnológica, por esta razón se plantea la siguiente idea general. Es un sistema de varios componentes de hardware y software que establece una comunicación bidireccional, a través de una infraestructura de telecomunicaciones entre el cliente y la empresa de servicios públicos (electricidad, agua, gas), de esta manera permite la adquisición, transmisión, almacenamiento, procesamiento y gestión de la información de consumo de energía, datos y parámetros adicionales relacionados al servicio. Estas tareas se ejecutan en tiempo real o cercano a este rango, en intervalos establecidos de quince minutos como mínimo.

La Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission FERC), que es el ente regulador para Estados Unidos define de la Medición Inteligente como: “Un sistema de Medición que graba los consumos de los clientes (y posiblemente otros parámetros) por hora o con más frecuencia y

proporciona diariamente o con más periodicidad la transmisión de las mediciones a través de una red de comunicación a un punto central de recolección”¹⁷.

2.2.1 Descripción general de los sistemas de medición inteligente La Medición Inteligente conocida a nivel mundial como Smart Metering, es una solución realmente útil para optimizar los procesos que ejecutan las empresas de servicios públicos tanto de electricidad, agua potable y gas, con la finalidad de superar sus índices empresariales y brindar nuevos servicios y aplicaciones a sus clientes

Específicamente para las empresas de distribución de electricidad la implementación de estos sistemas representa una oportunidad de mejorar sus procesos, optimizar la gestión de sus activos y disponer de valiosa información en tiempo real a nivel del cliente, lo cual es fundamental para la futura transición a la red inteligente.

El elemento principal de los sistemas de medición inteligente es el medidor inteligente (Smart Meter), el cual se ha desarrollado gracias a la evolución de la electrónica y telecomunicaciones y dispone de mayores capacidades de comunicación y registro en comparación con los medidores electromecánicos y electrónicos de estado sólido.

En principio se han desarrollado dos tipos de sistemas de medición inteligente los cuales se describen a continuación.

2.2.1.1 Lectura automática del medidor (Automatic Meter Reading AMR) Estos sistemas unidireccionales constituyen las primeras iniciativas que se implementaron para automatizar la toma de lecturas del medidor del cliente,

¹⁷ FERC Federal Energy Regulatory Commission Assessment of Demand Response and Advanced Metering [En línea]. - Septiembre de 2007. - Septiembre de 2010. - <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/09-07-demand-response.pdf>.

básicamente esta tecnología permite operaciones de tele-medición lo cual constituye la toma de lecturas de manera remota de los consumos de electricidad, agua y gas para fines de facturación y también se posibilita el análisis de los consumos en tiempo real. La información recolectada es enviada a través de un sistema de telecomunicación hacia la empresa de servicios para su posterior gestión, cabe indicar que en estos sistemas se han instalado los medidores inteligentes de primera generación.

Los sistemas AMR evolucionaron y plantearon operaciones de tele-gestión lo cual incluye capacidades necesarias para que las empresas de servicios públicos, realicen determinadas acciones de control tales como corte y reconexión del suministro y mayores capacidades sobre la recolección de parámetros y datos.

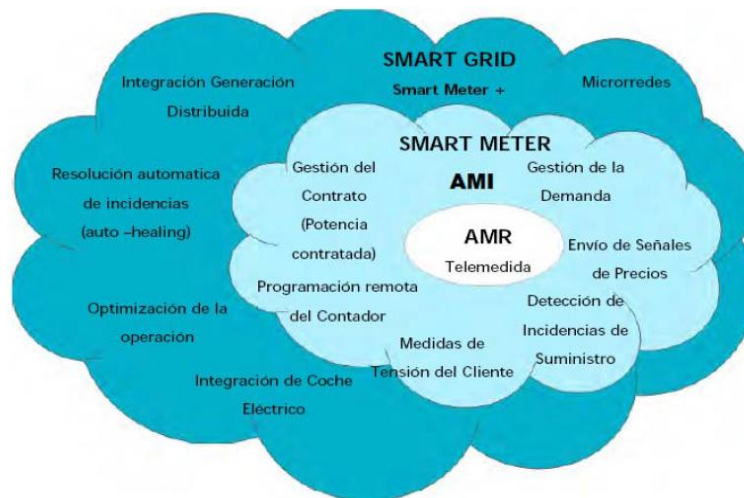
2.2.1.2 Infraestructura de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI) Esta tecnología supera el alcance de la solución AMR ya que se considera como una evolución. El sistema AMI plantea una infraestructura de comunicación bidireccional que permite el intercambio de información entre la empresa de servicios eléctricos y el medidor inteligente ubicado en el predio del cliente. Además de realizar las funcionalidades de los sistemas AMR, también recolecta información adicional acerca del consumo energético y otros parámetros eléctricos que son utilizados para tareas de ingeniería avanzada.

El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (Electric Power Research Institute EPRI) en su documento infraestructura de medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure) publicado en 2007 define al sistema AMI como: “La medición completa y sistema de colección que incluye medidores (Smart Meters) en el sitio del cliente; redes de comunicación entre el cliente y el proveedor de

servicios, tales como electricidad, agua o gas; recepción de datos y un sistema de gestión que facilite la información para el proveedor de servicios.”¹⁸

Actualmente la tendencia a nivel mundial de la industria de servicios eléctricos constituye la implementación del sistema AMI, ya que ofrecen mayores ventajas y múltiples opciones en relación a AMR. La evolución de los sistemas de medición ha sido constante y la solución AMI se considera como uno de los primeros pasos para la transición a la Red Inteligente, para ejemplificar esta situación a continuación en la Figura 3 se presenta el alcance de los sistemas de medición. Como se observa en esta figura, el alcance de los sistemas AMR principalmente se limita a la tele-medicación, mientras que los sistemas AMI son más avanzados y realizan tareas adicionales para crear aplicaciones inteligentes, ambos sistemas de medición son parte fundamental en la red inteligente.

Figura 3. Alcance de los sistemas de medición inteligente



Fuente: Indra LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES: El aporte de las TIC [En línea]. - Mayo de 2010. - Octubre de 2010. - http://www.fundaciongasnatural.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Madrid%20100526/2_Santiago%20Blanco.pdf

¹⁸ EPRI Electric Power Research Institute Advanced Metering Infrastructure (AMI) [En línea]. - Febrero de 2007. - Mayo de 2010. - <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>.

Para los objetivos de esta monografía se profundizará sobre el análisis del sistema AMI ya que esta solución contiene los conceptos y componentes básicos de AMR, además la solución AMI es la más aceptada por la industria y su implementación es masiva a nivel mundial teniendo en cuenta los mayores beneficios que presenta.

2.2.2 Comparación entre tecnologías de medición analógica, AMI Y AMR

Debido a la necesidad de obtener todos los beneficios nombrados anteriormente pero sobretodo de tener unos datos confiables y con la menor incertidumbre posible en los sistemas de distribución de energía eléctrica, se da el desarrollo de dos importantes tecnologías conocidas como AMR (“Automatic Meter Reading”) y AMI (“Advanced Metering Infrastructure”).

Estas dos tecnologías ofrecen múltiples beneficios tanto para el distribuidor como para el cliente, por tal razón se considera indispensable profundizar al respecto y analizar por qué son componentes fundamentales de las redes inteligentes. En la Tabla 1 se realiza una comparación entre el medidor analógico y las tecnologías AMI y AMR. En esta tabla se resalta la importancia de la automatización de los sistemas de comercialización de la energía eléctrica, dejando además abierta la posibilidad de expandir esta herramienta a otros tipos de servicios públicos¹⁹.

¹⁹ Telelectura de medidores de energía con tecnologías AMR y AMI, <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=124>. Fuentes: Siemens– Neptuno Technology Group – Metering Central América & Caribbean 2007. Fecha de revisión Febrero 20 de 2012.

Tabla 2. Comparación entre tecnologías de medición analógica, AMI Y AMR.

		Analógica.	Tecnología AMR.	Tecnología AMI.
1	Tipo de medidor.	Electromecánico.	Híbrido.	Digital.
2	Recolección de datos.	Mensual y manual.	Mensual.	Remota por red de comunicación de forma diaria y muy frecuente.
3	Registro de datos.	Consumo total.		Por período de tiempo (Horario o menor).
4	Interfaces principales.	Sistema de información consumidor y facturación.		Gestión de fallas, despliegue de consumidor, respuesta de demanda y respuesta a emergencias.
5	Otros dispositivos involucrados.	No.		Información al usuario por la WEB, HEDs (Home Energy Displays), HAN (Home Área Network).
6	Facturación.	Solo consumo total.		Consumo total, por períodos de tiempo, demanda pico, consumos proyectados por períodos.
7	Respuesta de la demanda.	No.		Control de carga, reducción del pico de carga.
8	Fallas.	Llamadas al call center.		Detección automática, detección de la calidad del servicio, verificación remota de la restauración del servicio, respuesta automática y verificación en línea.
9	Tarifas.	Por consumo a final de mes.		Opciones según regulación por ejemplo tarifa plena o precios dinámicos.

Fuente: R. Cespedes, "Desarrollo de Smart Grids en Colombia". II Taller de fundamentos de Smart Grids en Sistemas Eléctricos. Bogotá D.C Colombia, Julio de 2011.

2.3 SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

La infraestructura de medición avanzada, es un sistema automático de medida enfocado a los sistemas de gestión de información, los cuales se encuentran dentro de un sistema de comunicación bidireccional (two-way) que permite el intercambio de información entre las empresas distribuidoras y el medidor

inteligente y viceversa. La funcionalidad de este sistema va más allá de simplemente obtener una lectura mensual del medidor, AMI es un sistema total de hardware y software capaz de adquirir en tiempo real, características del sistema eléctrico como: El consumo de energía eléctrica, la demanda de energía, los parámetros de las señales de tensión y corriente, así como de transmitir de manera autónoma mensajes informativos sobre estados y eventos registrados por el medidor.

La infraestructura de comunicación de AMI permite una gran cantidad de nuevas aplicaciones, para optimizar el servicio de energía eléctrica, tanto a usuarios y empresas distribuidoras:

- Lectura remota de la medición y consumo.
- Capacidad de conexión/desconexión remota.
- Detección del manejo de las interrupciones.
- Identificación anticipada de posibles eventos de fallas, por el reconocimiento de pérdidas de aislamiento (cables, aisladores, etc.).
- Detección de manipulación, sabotaje y/o hurto de energía y de tiempo de uso.
- Gestión de monitorización de la generación distribuida.

Actualmente se dispone de una tecnología avanzada en la medición con características de exactitud, precisión y variedad de funciones, tanto en parámetros de medida, protocolos de comunicación, capacidad de memoria y control, mismos que se los han denominado como “Smart Meter” promotores en la creación de los sistemas de gestión de datos de medición (MDM).

2.4 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AMI EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Crear una infraestructura de medición avanzada no es simplemente introducir en la red tecnologías que se encarguen de las labores que se realizaban manualmente. Se trata de implementar una infraestructura que cumpla a cabalidad sus funciones, pero que a su vez brinde diferentes beneficios con el fin de ofrecer una solución eficiente en la toma de decisiones preventivas, de mejora o correctivas. Una de las principales funciones de la infraestructura AMI en redes inteligentes es estimar, almacenar, analizar y utilizar la información de diferentes parámetros del sistema eléctrico por medio de la integración de redes de comunicación y software especializado.

La funcionalidad de comunicación de dos vías combinada con la funcionalidad del medidor avanzado, proporciona la capacidad de proveer lecturas de la demanda de energía, detectar manipulaciones en el medidor y condiciones de tensión fuera de rango, soporte de fijación de precios por hora y programas de gestión de la demanda. Durante fallas en el sistema eléctrico es posible de manera rápida y precisa reconocer y proceder al restablecimiento del servicio, permitiendo la mejora en el despacho y comunicación a los clientes y comunidad.

En general, una infraestructura AMI debe contar con las siguientes características:

- Interacción bidireccional: Esto permitirá la mejora de la calidad del servicio y se tendrá una mejor satisfacción por parte de los usuarios, creando una plataforma interactiva de doble vía, que realice una conexión totalmente personalizada que permita consultas cómodas, ayudas a servicios, entre otras.
- Respuesta a la demanda: Con base a la información en tiempo real, los usuarios podrán elegir planes de gestión de su energía eléctrica. Esto facilitará los posibles cambios en los modos tradicionales de uso de energía y la

adquisición de nuevos hábitos que ayudarán a mejorar la eficiencia y la calidad de la energía eléctrica.

- Comercialización: Facilitará la modificación de la comercialización tradicional de energía eléctrica y le permitirá a las empresas mejorar la calidad en el suministro de la misma a través de cambios en los sistemas de gestión energética y modificaciones en los mecanismos de operación del sistema de distribución.
- Acceso a nuevas formas de energía: Permitirá tener un soporte técnico para la integración de sistemas de generación distribuida y utilización de nuevos equipos. De esta forma se podrán ampliar las alternativas de suministro de energía eléctrica y los clientes podrán participar como no regulados en la comercialización y mercados de energía eléctrica.
- Servicios de valor agregado: Se podrán proporcionar diferentes servicios de acuerdo a los diferentes tipos de usuarios. Los servicios de valor agregado son contribuciones que las empresas le dan al servicio antes de que este llegue al usuario final. Se trata de beneficios que permiten además de mejorar la calidad del servicio, competir con otras empresas en el mercado de energía y poder atraer a los clientes y garantizar la fidelidad de los mismos²⁰.

2.5. COMPONENTES

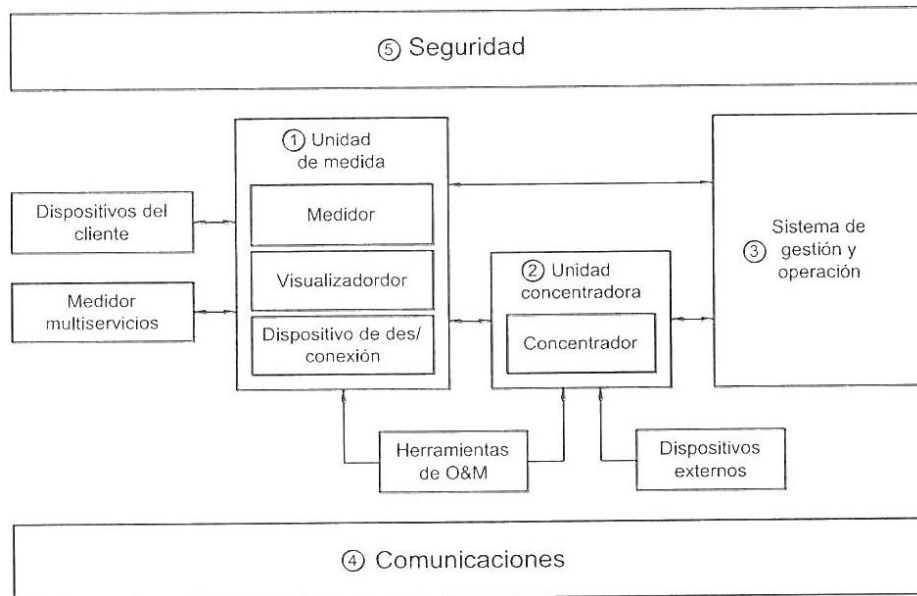
La arquitectura general del sistema AMI puede variar según el diseño del fabricante y las tecnologías aplicadas por cada entidad prestadora de servicio.

La arquitectura del sistema AMI con sus módulos, componentes e interfaces se presenta en la **Figura 4** y se estructura con cinco módulos:

²⁰ Zhang Luhua; Yi Zhonglin; Wang Sitong ; Yuan Ruiming ; Zhou Hui ; Yin Qingduo "Effects of Advanced Metering Infrastructure (AMI) on Relations of Power Supply and Application in Smart Grid".North China Grid Company Limited Metering Centre Beijing 100045. Septiembre 2010.

1. Unidad de medida.
2. Unidad concentradora (si aplica, de acuerdo a la tecnología).
3. Sistemas de gestión y operación
4. Comunicaciones.
5. Seguridad

Figura 4. Arquitectura de un sistema AMI



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIONES. Documento de estudio borrador de la norma NTC6079. Bogotá: ICONTEC

A continuación, se describe los módulos y componentes esenciales del sistema AMI.

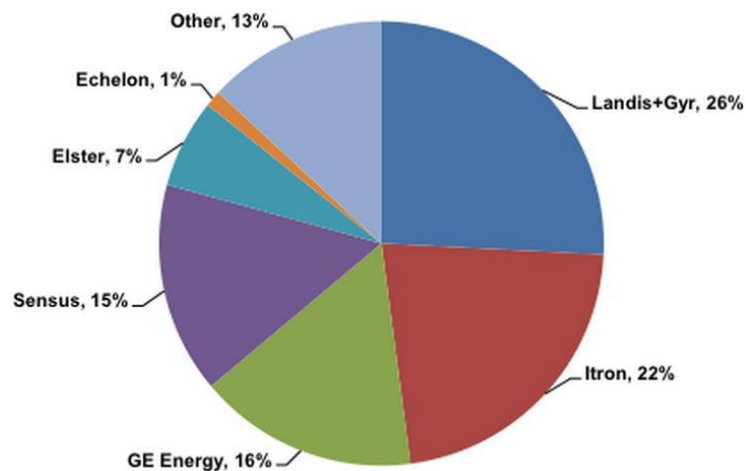
2.5.1. Unidad de medida. La unidad de medida está conformada por los siguientes elementos: El medidor de energía eléctrica, el transformador de medida en el caso que se aplique medida semidirecta o indirecta (en este caso es opcional la funcionalidad de conexión /desconexión); dispositivo de conexión /desconexión y el visualizador.

2.5.1.1 Medidor inteligente Dispositivo electrónico que tiene como funciones básicas medir y/o registrar la energía eléctrica recibida o suministrada, así como otras variables eléctricas. El medidor Inteligente habilita dos vías de comunicación entre el medidor y el sistema central.

Características de los medidores eléctricos inteligentes Los diversos fabricantes de medidores inteligentes, implementan diferentes tecnologías de telecomunicaciones en sus equipos con la finalidad de llegar todos los mercados y cumplir con las necesidades y los requerimientos de cada sector, sea residencial o industrial.

En los Estados Unidos marcas como Landis+Gyr lidera las ventas de medidores eléctricos inteligentes como se observa en la Figura 5.

Figura 5. Líderes en ventas de medidores eléctricos inteligentes en el mercado norteamericano



Fuente: S. Marcacci, "North American market breakdown," 2012. [Online]. Available: <http://www.marcaccicomms.com/wp-content/uploads/2012/07/Screen-shot-2012-07-03-at-7.43.44-PM.png>. [Accessed: 09-Feb-2015].

La Tabla 3 presenta los módulos de comunicación que utilizan los principales fabricantes de medidores eléctricos inteligentes a nivel mundial.

Tabla 3. Fabricantes de medidores eléctricos y tipos de comunicación

Fabricantes AMI	Módulos de comunicación
Landys + Gyr	Unlicensed RF, PLC
Itron	Zigbee, unlicensed RF, public carrier network (Open Way)
Elster	Unlicensed RF, public carrier network
Echelon	PLC, RF, Ethernet
GE	PLC, public carrier network, RF
Sensus	Licensed RF (FlexNet)
Eka	Unlicensed RF (EkaNet)
SmartSynch	Public carrier network
Tantalus	RF (TUNet)
Trilliant	ZigBee, public Wireless network

Fuente: R. Yu, X. Zhang, and V. Leung, Green Communications and Networking, First edit. New Delhi, 2013, pp. 271–301.

En el Anexo A se encuentran las características de los medidores eléctricos inteligentes

2.5.1.2 Visualizador. Elemento que muestra la energía registrada por el medidor y otras variables e información, puede encontrarse incorporado al medidor de energía eléctrica y/o como un dispositivo externo constituyendo un medidor tipo bicuerpo.

2.5.1.3 Dispositivo de conexión /desconexión. Capaz de interrumpir y establecer el flujo de energía eléctrica, el cual puede estar ubicado en el interior de la unidad de medida o ser un elemento independiente. Podrá ser operado por medio de un comando enviado a través de la unidad de medida o de la unidad concentradora.

2.5.1.4 Herramientas para la operación y mantenimiento. Incluye equipos como computadoras portátiles, PDA o equipos de monitoreo que son utilizadas durante la instalación la unidad de medida y/o la unidad concentradora para recuperar datos de los medidores en caso que la comunicación con el sistema de gestión y operación falle.

2.5.2 Unidad Concentradora. La conforma el concentrador, los mecanismos de operación y mantenimiento del concentrador. De acuerdo a la tecnología la unidad concentradora puede estar ausente del sistema AMI, así como también puede estar constituida por uno o varios concentradores

El concentrador es un elemento intermedio entre la unidad de medida y el sistema de gestión y operación, el cual opera como un puerto de enlace (Gateway) o como puerto de enlace, recolección y almacenamiento de los datos de una determinada cantidad de medidores inteligentes, para luego transmitir esta información sobre la red de comunicación al sistema de gestión y operación.

Sus principales tareas son las siguientes:

- Administrar la red para la comunicación con los medidores
- Intercambiar datos con el medidor de energía
- Intercambiar datos con el sistema central
- Proporcionar opcionalmente datos a otros sistemas.

Típicamente los medidores inteligentes se comunican con los concentradores vía radio frecuencia o utilizan la tecnología PLC (Power Line Communication) las cuales se definen más adelante.

La recolección de datos por lo general se realiza de forma programada, en intervalos de tiempo determinados que pueden ser cada quince minutos o cada hora.

En la Figura 6 se observa la ubicación del concentrador de datos, el cual es la puerta de enlace entre los medidores inteligentes y la red de comunicaciones.

Figura 6: Ubicación del concentrador de datos



Fuente: ECHELON The NES System Components [En línea]. - Noviembre de 2010. - http://www.echelon.com/metering/nes_system_components.htm

2.5.3 Comunicaciones. El sistema de comunicaciones es transversal a todo el sistema, pues éste garantiza el flujo de información entre sus componentes. Los sistemas AMI pueden utilizar diversos tipos de interfaces de comunicación, así como diferentes modelos de datos y protocolos de intercambio de información.

En la Sección 4.3 se presentara de una forma más detallada las tecnologías para la comunicación de la red aplicables a los sistemas AMI:

2.5.3.1 Tipos de comunicación. Los sistemas AMI contemplan el uso de diversas tecnologías de comunicación que se pueden clasificar de acuerdo al medio de transmisión utilizado como: **Cableadas** (medio de transmisión guiado) e inalámbricas (medio de transmisión no guiado).

a. Comunicación cableada. Entre los tipos de comunicación cableada utilizada por AMI se encuentran:

- **PLC (Power Line Communications):** Esta tecnología convierte la línea eléctrica tradicional en una línea digital para la transmisión de datos.
- **Fibra óptica:** tecnología de comunicación en donde el intercambio de datos se utilizan ondas ópticas (luz) moduladas, transmitidas a través de fibras óptica
- **Puerto eléctrico:** corresponde a los estándares de comunicaciones que utilizan una interfaz eléctrica como medio de transmisión por ejemplo: RS-485, RS-232, M-BUS, PSTN y Ethernet

b. Comunicación inalámbrica. En los sistemas AMI las comunicaciones entre interfaces también se puede establecer utilizando medios inalámbricos, como por ejemplo puertos ópticos y radio frecuencia (RF) incluyendo tecnologías de transmisión celular como GSM, GPRS, UMTS, 2.5G, 3G entre otras.

- **ZigBee** es un conjunto de varios protocolos los cuales tienen altos niveles de comunicación inalámbrica, se basa en el estándar IEEE 802.15.4. Tiene características como bajo consumo de energía, topología de red de malla, además es fácilmente integrable en los sistemas de comunicación y goza de mayor aceptación o aplicación en sistemas de medición inteligente.

Opera en las bandas libres de 2.4Ghz, 858Mhz para Europa y 915Mhz para Estados Unidos Sin embargo, a la hora de diseñar dispositivos, las empresas optarán prácticamente siempre por la banda de 2,4 GHz, por ser libre en todo el mundo

- **Radio frecuencia (RF):** Tecnología de comunicación inalámbrica donde el intercambio de datos se realiza modulando y transmitiendo ondas de radio y microondas (energía electromagnética). La transmisión por RF es especialmente útil para comunicar datos a grandes distancias.

- **Sistema global para las comunicaciones móviles (GSM):** Es un sistema estándar, completamente definido, para la comunicación mediante teléfonos móviles que incorporan tecnología digital. Al ser digital esta tecnología 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.
- **GPRS** (General Packet Radio Service). Esta tecnología de comunicación permite la conmutación de paquetes para transferencias de datos a través de redes celulares o por medio de una conexión a Internet. Se utiliza para Internet móvil, UMTS y otras comunicaciones de datos.
- **Puerto óptico.** Interfaz de comunicación normalmente utilizada para intercambio local de información, en donde la transmisión de datos está basada en la emisión y recepción de señales de luz infrarroja.

2.5.4 Sistema de gestión de datos de medición (MDMS). 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 corte y reconexión. Ver Sección 3.3.2.

2.5.5 Seguridad. El módulo de seguridad trata especialmente la seguridad de las comunicaciones y la información en el sistema AMI y giran en torno a la confiabilidad, disponibilidad e integridad de datos.

3. SISTEMAS DE GESTIÓN DE INFORMACIÓN

Ante el cambio en la concepción de los sistemas de distribución de la energía eléctrica tradicionales, donde las diferentes partes del sistema incluyendo el usuario final se consideran elementos pasivos, hacia los sistemas dinámicos o “redes inteligentes”, donde se espera la interacción coordinada y segura de todos los agentes involucrados en el sistema, se hace necesario e indispensable contar con sistemas de gestión de la información remotos y, en tiempo real, que permitan manejar de manera segura, oportuna y confiable los “volúmenes” de datos, variables, y/o parámetros, que se generan y están disponibles, en la operación de los sistemas de distribución de la energía eléctrica.

Lo anterior con el fin de permitir al operador de las “nuevas” redes eléctricas obtener las mejoras deseadas, en el manejo que éste haya programado y planeado en tiempo real, de su sistema, de tal manera que mejore sus índices en términos de eficiencia y eficacia.

Puesto que el sistema de gestión de la información en tiempo real, es el punto clave, tanto en la operación del sistema en general, así como en el manejo óptimo de las diferentes opciones de gestión con las que contaría un operador de red, como por ejemplo, la gestión real de la demanda de energía eléctrica; se hace necesario determinar estructuras y objetivos de este sistema de gestión de la información, a emplear dependiendo de las necesidades que se requieran satisfacer u opciones de gestión que se deseen implementar, según el sistema de distribución, tamaño, nivel de automatización, etc.; los cuales por supuesto también dependerán y tendrán variaciones según el operador de red.

En este trabajo, se proponen unos componentes y se presenta una estructura con base en un estándar internacional, y se mencionan unos objetivos básicos que se deben considerar en cualquier sistema de gestión de la información, con énfasis o interacción con AMI.

Como objetivos básicos de un sistema de gestión de la información se tienen:

- Permitir el almacenamiento óptimo y racional, para la actualización, el seguimiento, control, y manejo, de la información tomada tanto de manera convencional, por medio de dispositivos directamente desde los usuarios, como de la obtenida a través de AMI²¹.
- Gestionar oportunamente la información relacionada, mediante software especializado, de tal manera que se optimice el recurso humano, y se mejoren los tiempos de respuesta ante tareas o eventos, entre otros como:
 - Consultas del consumo en tiempo real y facturación en línea.
 - Cortes y reconexiones automáticos.
 - Monitorización de la calidad del servicio eléctrico.
 - Optimizar la generación de acuerdo con la demanda de energía requerida.
 - Detectar y ubicar fallas para su gestión.
 - Proporcionar información importante para los planes de expansión, mantenimiento y reposición del sistema o parte de él.
 - Facilitar la actualización, seguimiento y control de activos.
 - Detectar las pérdidas de energía en tiempo real (alarmas).
 - Permitir la integración con otros servicios y/o sistemas, a través de interfaces o información común entre diferentes softwares²².
 - Presentar balances exactos del consumo por transformador en tiempo real.
 - Capacidad de carga y descarga de las baterías de los vehículos eléctricos

²¹ M. D. M. Y. Energía, Resolución 18054 de 2010, Bogota, 2010.

²² S. M. R. T. IDROVO CORONEL Diego Rolando, Analisis de factibilidad para la implementación de un sistema ami, mediante contadores inteligentes por parte de la empresa eléctrica azogues C.A., Cuenca: Universidad Politecnica Salesiana - Ecuador, 2012.

- Permitir evidenciar los beneficios para las partes en términos de:
 - Mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio de energía eléctrica, reflejados en la reducción de costos, tanto para el usuario como para el operador de red.
 - Mejoras en la confiabilidad y seguridad del sistema.
 - Control y conocimiento del comportamiento del sistema o parte de él.
 - Medir, evaluar y mejorar los índices de calidad del servicio prestado.
 - Implementación del sistema de energía prepagada.

A continuación se describen los componentes básicos del sistema de gestión.

3.1 MEDICIÓN, LECTURA Y CONTROL

En el entorno de un sistema de medición avanzado, se presentan dos tareas imprescindibles y determinantes en el sostenimiento y soporte de una empresa, como son, la toma o lecturas de la medición de la energía eléctrica, consumida por los diferentes usuarios y el control y posterior gestión de las mismas, al interior de las organizaciones.

Ahora bien cuando se habla de “lecturas”, éstas se realizan obteniendo la información de los equipos de medida, de manera remota; aunque y como un paso intermedio hacia la medición avanzada se podría contemplar la toma de dichas lecturas, de manera presencial en cada usuario por medio de dispositivos electrónicos, y enviada a los centros de control, a través de medios como Internet.

Para llevar a cabo el proceso de medición, lectura y control de la información, se requieren los elementos y estructura que se detallan a continuación y que se muestran en la Figura 7²³:

- Medidor inteligente: *“Es un medidor de energía, agua o gas que cuenta con tres características especiales. En primer lugar registra el consumo de manera más detallada que los medidores comunes y ofrece funcionalidades que pueden ser aprovechadas en ambientes AMI o AMR. En segundo lugar ofrecen interfaces de comunicaciones para enviar y/o recibir datos e información hacia o desde un sistema de gestión administrado por la empresa de servicios y finalmente puede contar con mecanismos para la conexión y desconexión del servicio prestado”*²⁴.
- Interfaz de comunicaciones con arquitecturas de red normalizadas o protocolos estandarizados (PLC, GPRS, WI-FI, redes malladas, Zigbee), como medio por el cual los equipos de medida transfieren los datos al concentrador o viceversa.
- Concentrador: Dispositivo de adquisición de datos o información “Gateway” desde o hacia los medidores²⁵.
- Interfaz de comunicaciones con arquitecturas de red normalizadas o protocolos estandarizados (Radio frecuencia, Fibra óptica, microondas, GPRS, etc) por el cual los concentradores transfieren los datos al servidor central o base de datos remota y viceversa.
- Servidor central, donde un conjunto de sistemas de hardware y software especializado, controla la comunicación, recibe y almacena los datos provenientes de los usuarios, para posteriormente ser administrada por el sistema de gestión de datos medidos (MDM).

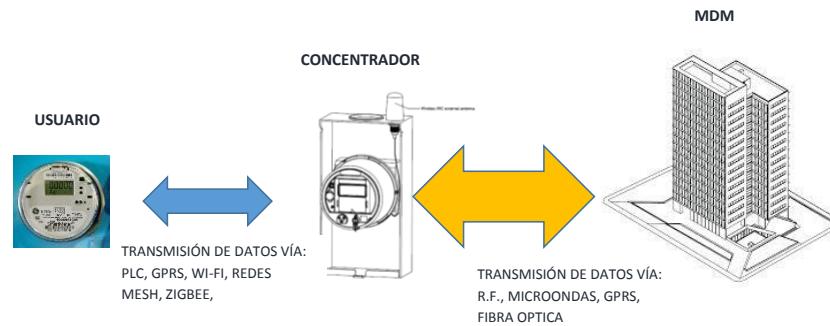
²³ NTC 6079 Requisitos para sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica, Bogotá, 2015.

²⁴ Ibíd.

²⁵ Ibíd.

- Todo lo anterior, rodeado en un entorno de seguridad de la información; el cual debe ser transversal e involucrarse en cada uno de los módulos e interfaces del sistema AMI²⁶.

Figura 7. Estructura de medición, lectura y control AMI.



Fuente: Autores

3.1.1 Datos medidos. Las especificaciones técnicas, en cuanto a los parámetros y datos que miden y registran las marcas y equipos más difundidos en el medio, se detallan en el anexo B “especificaciones técnicas de marcas de equipos datos y parámetros”.

3.1.2 Control de datos medidos. Básicamente e independiente del entorno de la red de comunicaciones, centro de gestión de la información, tecnologías de medidores y proveedores; el control de los datos se encamina a:

- Servir de Interfaz primaria en la ejecución de comandos de control del medidor.
- Comunicar la información del sistema de pago.
- Actuar como una puerta a la comunicación de los dispositivos de control de carga y demanda en el usuario final.
- Servicios de conexión / desconexión.
- Configurar las unidades de medida arancelaria y disponibilidades.
- Configurar la medición de calidad de potencia.

²⁶ Ibíd.

- Configurar la grabación de eventos del medidor.
- Controlar la retransmisión de señales de carga.
- Configurar la identidad y credenciales de seguridad del medidor.
- Detectar del fraude²⁷.

3.2 GESTIÓN DE DATOS MEDIDOS DESDE UN ENFOQUE DEL STANDARD IEC 61968 - 9.

En este apartado se describen los aspectos relevantes de la norma IEC 61968 para la gestión de los datos en un entorno de medición inteligente.

3.2.1 Alcance de la IEC 61968 -9 Aunque el estándar IEC 61968, sugiere un modelo normalizado, para facilitar la integración de las aplicaciones para diferentes sistemas distribuidos, mediante el uso de interfaces, para alcanzar la interoperabilidad de los diferentes software de aplicación, empleados para la gestión de redes y de servicios públicos de distribución eléctrica, apoyado mediante el uso de un modelo CIM (un modelo de información común CIM es una representación abstracta y formal de los objetos con sus atributos y sus asociaciones con otros objetos) de información lógica destinado a ser utilizado en la definición de mensajes entre sistemas independientes.

El estándar 61968-9, por el contrario, especifica el contenido de la información de un conjunto de tipos de mensajes que pueden ser utilizados para soportar muchas funciones de negocio relacionadas ***con la lectura y control de medidores***²⁸.

²⁷ S. M. R. T. IDROVO CORONE Diego Rolando Op. Cit.

²⁸ I. S. IEC-61968-9, "Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 9: Interfaces for meter reading and control", GINEBRA/SUIZA: IEC, 2009.

Las aplicaciones típicas de los tipos de mensaje incluyen:

- La lectura de medidores.
- Control de medidores.
- Eventos de medidores.
- Sincronización de datos del cliente.
- Cambio de proveedor.

Aunque está enfocado principalmente a las redes de distribución eléctrica, la norma IEC 61968-9 se puede utilizar para otras aplicaciones de medición, incluyendo parámetros no eléctricos como flujos de gas y agua.

El propósito del documento IEC 61968-9 es definir un estándar para la integración de los sistemas de medición (MS), que incluye los sistemas manuales tradicionales (una o dos vías), y sistemas de lectura (AMI-AMR) con otros sistemas y funciones de negocios que están dentro del ámbito de aplicación de la norma IEC 61968.

El alcance de esta norma es el intercambio de información entre un **sistema de medición y otros sistemas dentro de la empresa de servicios públicos.**

Los detalles específicos de protocolos de comunicación que se emplean en estos sistemas están fuera del alcance de la norma. En su lugar, dicha norma reconoce y modela las capacidades generales que pueden ser potencialmente proporcionados por las señales de la infraestructura de medición avanzada, incluyendo los contenidos de comunicación de dos vías, tales como:

- Control de carga.
- Fijación de precios dinámicos.
- La detección de falta de electricidad.
- Distribución de Recursos Energéticos (DER).

- Control de señales.
- Requerimientos de lectura.

Ahora bien, los contenidos e información provenientes del sistema de lectura del medidor, son importantes para una variedad de propósitos, incluyendo entre otros:

- Datos de demanda basados en el tiempo.
- Datos de energía basados en el tiempo.
- Tiempos de uso.
- Gestión de interrupciones.
- Interrupción del servicio.
- Reconexión del servicio.
- Calidad y monitorización del servicio.
- Análisis de las redes del sistema de distribución.
- Planificación del sistema de distribución.
- Reducción de la demanda.
- Facturación.
- Gestión del trabajo.

3.2.2 Planteamiento general de los sistemas de medición El elemento más común de datos medidos es kWh, pero muchos medidores de energía eléctrica, también pueden estimar las potencias activa (kW), reactiva (kVAr), de dimensionamiento (kVA) energía reactiva (kVArh) y otras cantidades similares para su facturación. Algunos medidores también pueden estimar otros parámetros, tales como valores eficaces de tensión y corriente y factor de potencia, etc²⁹.

Algunas operaciones o servicios generales, se pueden definir para un sistema de medición. Estas operaciones generales se traducirán en acciones específicas, en el contexto de una solución de medición dada.

²⁹ Ibíd.

Las operaciones generales pueden ser programadas o ejecutadas en el momento. Cada operación devuelve una respuesta con un estado. Un mensaje encapsula una operación general³⁰.

Como ejemplo de las operaciones generales de “**lectura**” del medidor se tiene:

- Lectura de llamadas telefónicas.
- Lectura de curvas de carga.
- Lectura de claves de cifrado.
- Lectura de configuración del equipo.
- Lectura de parámetros del contrato.
- Lectura de datos de mantenimiento.
- Lectura de metrología.
- Lectura de parámetros de estado.
- Lectura de fecha y hora.
- Lectura de datos históricos.
- Lectura de datos de programación.

Como ejemplo de las operaciones generales de “**escritura**” del medidor son:

- Escritura de parámetros del cliente.
- Escritura de parámetros de una sesión.
- Escritura de fecha y hora en cambio de sesiones.
- Escritura de claves de cifrado.
- Escritura por primera vez en el servicio.
- Escritura de parámetros de llamada.
- Escritura de horarios de días festivos y vacaciones.
- Escritura de parámetros de autónomos.
- Escritura de parámetros estado.
- Escritura de parámetros de programación (precios).

³⁰ Ibíd.

- Escritura de parámetros por defecto.
- Escritura de mínimos límites de umbrales por defecto.
- Escritura de nivel de tensión nominal.

3.2.3 Modelo de referencia general [Meter Reading and Control (MR)]. En la Figura 8, se detalla el diagrama, que servirá, como modelo de referencia, y además proporciona una guía de los componentes lógicos y los flujos de datos relacionados con esta norma internacional.

Allí se describen los sistemas involucrados y la interacción entre éstos, lo cual está dentro del alcance de la IEC 61968-9. Además proporciona una visión general del entorno de las partes interesadas

El medidor será considerado como un " dispositivo final"; éste, deberá tener las capacidades técnicas mínimas en cuanto a metrología, comunicaciones, control de carga, así como una mezcla de muchos otros tipos de funcionalidades.

Desde la perspectiva de esta norma, un dispositivo final:

- Tiene una identidad única.
- Se gestiona como un activo físico.
- Puede emitir eventos.
- Pueden recibir solicitudes de control.
- Pueden recolectar y reportar los valores medidos.
- Podrán participar en los procesos de negocio de servicios públicos.

La arquitectura del modelo de referencia expresa **cinco** principales componentes lógicos, como subfunciones de la función ***Meter Reading and Control MR*** (ver Tabla 4), relacionados con la medición:

- a) Sistema de medición, que incluye la recolección de datos, el control y la reconfiguración (***Metering System***).

- b) Gestión de datos del medidor (**MDM**).
- c) Mantenimiento del medidor (**Meter Maintenance**).
- d) Gestión de carga, incluyendo el control de carga y el análisis de carga (**Load Management System**).
- e) Gestión de activos (**Meter Asset Management**).
- f) Las funciones de la administración del medidor, que pueden ser una parte de la gestión de datos del medidor.

3.2.4 Esquema de gestión La subfunción de “Gestión de datos del medidor” (MDM) está en permanente comunicación (recibiendo y enviando “mensajes”), con los subsistemas de:

3.2.4.1. Subfunción sistema de medida (SM), con base en tareas como:

- La recepción de los datos recopilados, provenientes de lecturas de estado del medidor, a través de medios manuales o automatizados con base en periodos de tiempo programados o solicitudes expresas (independiente de las diversas tecnologías utilizadas, protocolos, capacidad y frecuencia de recepción de datos).
- La recepción de datos de confiabilidad de energía y eventos de calidad.

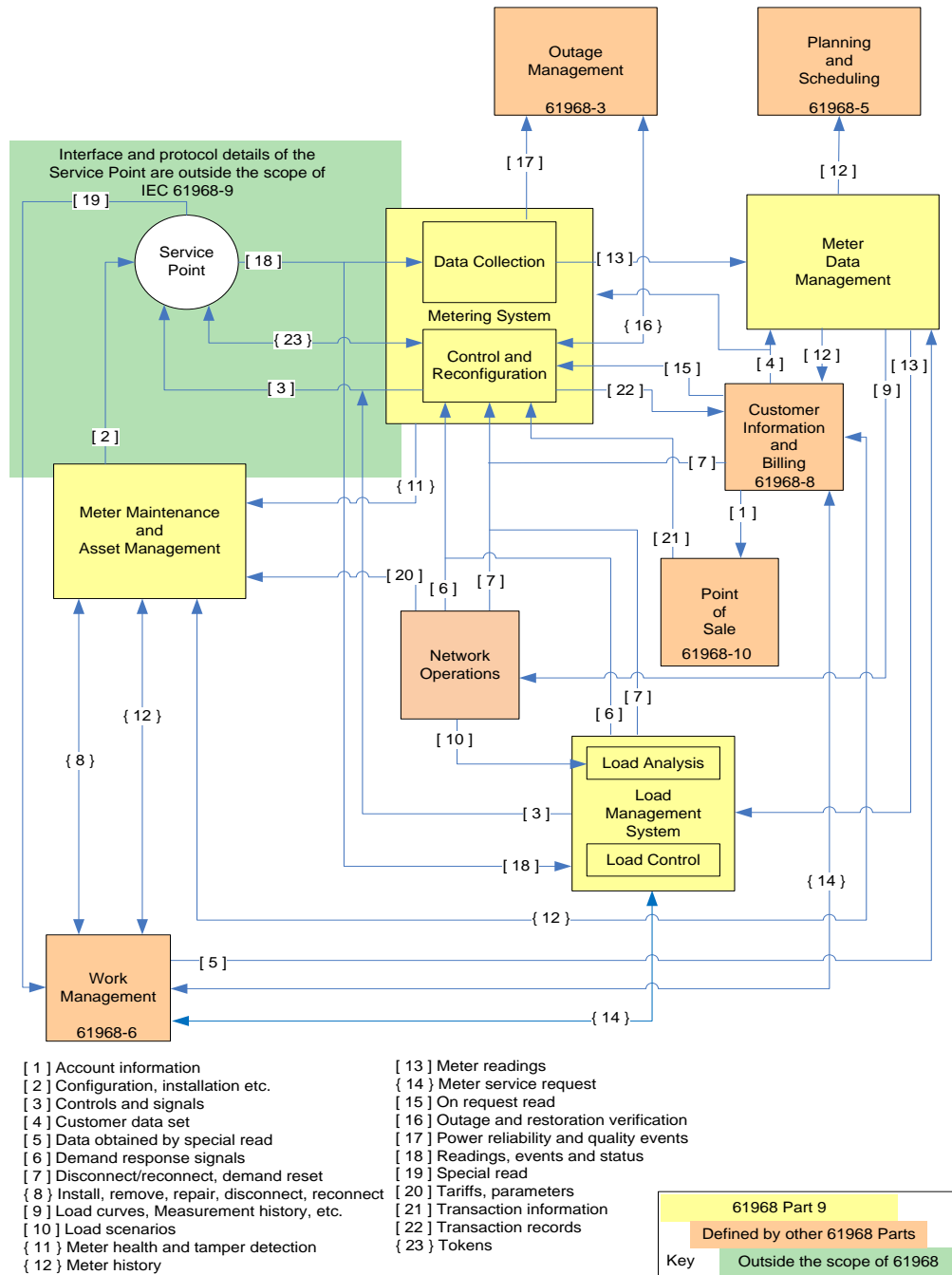
3.2.4.2 Subfunción planeación y programación, con base en tareas como:

- Almacenamiento y envío de la información (historial), para que se determine la capacidad y se gestione la planeación y optimización de los sistemas de distribución.

3.2.4.3 Subfunción operaciones de red.

- Almacenamiento y envío de la información (historial), para que se gestionen órdenes de interrupciones programadas.
- Cortes y reconexiones.
- Administración de fallas.
- Mantenimiento y expansiones.
- Detección de fraudes.
- Simulación y predicción.
- Gestión de activos.
- Diferentes operaciones de red, como mantenimiento de la red de comunicaciones.

Figura 8. Modelo de referencia de la IEC 61968-9 Meter Reading and Control (MR) [Lectura y Control del Medidor]



Fuente: Standard IEC 61968-9

Tabla 4. Funciones y subfunciones en el modelo de referencia de interfaz IEC 61968-9

FUNCION	SUBFUNCIÓN	COMPONENTE ABSTRACTO
MEDICION Y CONTROL (MR)	SISTEMA DE MEDICIÓN (MS)	RECOLECCIÓN DE DATOS
		CONTROL DE DISPOSITIVOS FINALES
		RECONFIGURACIÓN DE DISPOSITIVOS FINALES
		CORTE - RECONEXIÓN
		REINICIO (RESET) DE DEMANDA
		SOLICITUD DE LECTURA
		PUNTOS DE VENTA
		DETECCIÓN DE INTERRUPCIONES Y VERIFICACIÓN DEL REESTABLECIMIENTO
		CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE LA ENERGÍA (EVENTOS)
		EVENTOS SOBRE EL EQUIPO DE MEDICIÓN
		MANTENIMIENTO DEL MEDIDOR Y GESTIÓN DE ACTIVOS (MM - MAM)
	HISTORICO DE EQUIPOS DE LOS DISPOSITIVOS FINALES	
	LECTURAS ESPECIALES	
	SOLICITUD DEL SERVICIO DEL MEDIDOR	
	TARIFAS	
	ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS DE MEDICIÓN	
	GESTION DE LOS DATOS DE MEDICIÓN (MDM)	ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS DE MEDICIÓN
		USO DEL HISTORIAL
		VALIDACIÓN ESTIMACIÓN Y EDICIÓN
		DATOS DE FACTURACIÓN DEL CLIENTE
	GESTION DE LA CARGA (LMS)	ANÁLISIS DE LA CARGA
		CONTROL DE CARGA
		RESPUESTA DE LA DEMANDA
		EJECUCIÓN DE MEDICIONES
GESTION DE RIESGOS		

Fuente: Standard IEC 61968-9

3.2.4.4 Subfunción información del usuario y facturación.

- Almacenamiento y envío de la información (historial), para que se gestione la información relacionada con pagos (facturas).
- Actualización de datos del cliente.
- Configuración de la identidad y credenciales de seguridad del medidor o usuario.

3.2.4.5 Subfunción control y análisis de carga (LMS).

- Envío de respuestas a las señales de demanda recibidas, que se podrán traducir en maniobras directas sobre el dispositivo final.
- Control de pérdidas.
- Un sistema de gestión de la carga puede llevar a cabo las previsiones de carga, análisis de contingencias y otras simulaciones antes de emitir un comando de control de carga.

3.2.4.6 Subfunción Gestión del trabajo.

- Recibiendo diferentes datos por lecturas especiales o particulares.

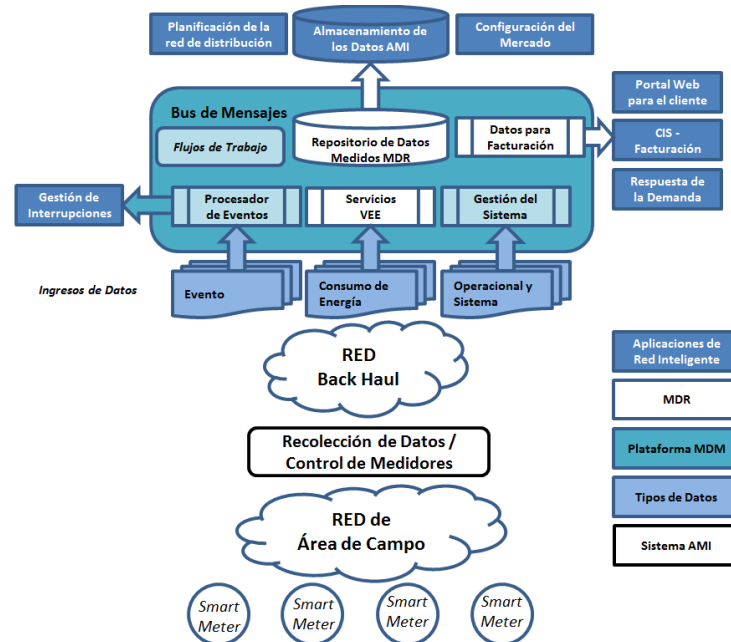
3.3 COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE DATOS DE LA MEDICIÓN (MDM)

La plataforma MDM tiene la capacidad de proporcionar un centro de acopio común y gestionar grandes volúmenes de información, siendo el centro de control de las operaciones dentro de la empresa de servicios (ver Figura 9)

Básicamente en una plataforma MDM, se pueden identificar dos componentes principales que son:

- El almacenamiento de datos (MDR)³¹.
- La gestión de datos medidos (MDM).

Figura 9. Funciones y subfunciones de la plataforma MDM



Fuente: s. M. R. T. IDROVO CORONEL Diego Rolando, análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI, mediante contadores inteligentes por parte de la empresa Eléctrica Azogues C.A., cuenca: Universidad Politécnica Salesiana - Ecuador, 2012.

3.3.1 Almacenamiento de datos (Meter Data Repository MDR). Está constituido por la base de datos, donde se almacena permanentemente la información recibida de los equipos de medida. Además de los diversos programas y procedimientos utilizados para procesar la información, que son propios de cada empresa de servicios públicos con fines de facturación, deberá estar estrechamente vinculado al sistema de información al cliente, para permitir

³¹ Ibíd.

determinar y visualizar los periodos de tiempo y valores de facturación, como parámetro determinante en la relación empresa – cliente.

A continuación se describen las funciones que debe gestionar el sistema de almacenamiento de datos.

3.3.1.1. Validación, estimación y edición (VEE)³² Cuando existen dificultades como congestiones de la red de telecomunicaciones o intermitencia de los dispositivos de campo, las lecturas de los equipos de medición no siempre llegan a tiempo y con la secuencia deseada produciendo cualquier tipo de errores, por lo tanto el MDR debe inspeccionar los intervalos de manera sensata y precisa empleando la **validación**; si los datos no son coincidentes, las estimaciones del MDR se ejecutan conforme a las reglas del negocio (**Estimación**) entre otros, la interpolación, valores históricos, perfiles de carga, o patrones de temporada. Por último cuando la validación y estimación han fallado o cuando se solicita una lectura para corregir determinados valores, existe una última instancia llamada **Edición**, en el cual y además con fines de auditorías, el MDR debe mantener los datos originales junto con las modificaciones así como las razones del cambio, junto con las transformaciones posteriores y los métodos utilizados para crearlos³³.

3.3.1.2. Registro y auditoria Proporciona la capacidad de registro del actor que efectúa o modifica determinada información, y puede retroceder a cualquier cambio efectuado, por el proceso del VEE, volviendo sobre datos anteriores u originales para procesos de auditoria y solución de controversias; así como la facultad de deshacer cambios.

³² *Ibíd.*

³³ J. Alvarado, Tesis de maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia - Servicios de Medición Avanzada (AMI) para Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco de la Legislación Ecuatoriana, Cuenca, Ecuador: Universidad de Cuenca, 2011.

3.3.1.3. Cálculos de facturación El MDR deberá ejecutar diversos y complejos cálculos para determinar la facturación, con base en los nuevos y diferentes planes tarifarios; compensaciones, penalizaciones y demás factores, además de la facturación por tiempo de uso. Lo anterior se debe a que la manera tradicional de gestión en este aspecto, ha venido manejando el sistema de facturación con lecturas mensuales, que no soportan las variaciones ya referidas. Adicionalmente, el MDR, deberá poder permitir a sus usuarios los cambios de planes con base en sus demandas, de manera flexible y ágil.

3.3.1.4. Carga y recolección de datos. La recolección de datos se realiza coordinadamente con los dispositivos de control de campo AMI, debido a que se deben programar y comunicar los horarios, periodos y sectores, de recolección de datos a los sistemas de cabecera (*head end*) con el fin de evitar posibles colapsos en el sistema de comunicaciones; para que a su vez éstos puedan recopilar la información de los medidores directamente y en el entorno físico³⁴.

Así mismo el MDM, deberá tener la capacidad y versatilidad de “reconocer” los diferentes formatos de datos de medición, de los diferentes proveedores de equipos de medida (en caso de que exista más de una tecnología, en determinada región de un operador de red) para convertirlas en estructuras de datos comunes y establecer procesos unificados, que conlleven a la integración de las diferentes aplicaciones.

3.3.2. Gestión de datos medidos (MDM). El gestor de datos medidos MDM integra de forma organizada funciones de negocio y tecnologías para ayudar a gestionar el volumen de datos generado por el sistema AMI mejorando la eficiencia operativa, servicio al cliente, la provisión de la energía, la confiabilidad del sistema de distribución, gestión de la demanda, y de cumplimiento normativo³⁵.

³⁴ *Ibíd.*

³⁵ S. M. R. T. IDROVO CORO Diego Rolando Op. Cit.

La manera y los detalles como se permita el intercambio de información, entre los clientes y el MDM, y entre el MDM y los demás subsistemas de una empresa u otras aplicaciones, depende del proveedor del software y la tecnología en particular, siendo diversas las posibilidades en éste ámbito, como ejemplo se tienen proveedores como ELSTER, ITRON, entre otros.

Ahora bien un MDM, deberá posibilitar las funcionalidades que se describen a continuación.÷

3.3.2.1. Servicio de integración. La integración es necesaria en entornos donde se encuentran instaladas o interactúan diferentes proveedores y/o tecnologías, allí se deben crear procesos de normalización de datos para conseguir, como ya se mencionó estructuras de datos comunes, coherentes y efectivas.

3.3.2.2. Motor de flujo de trabajo Su principal objetivo es realizar secuencias de trabajo automáticas programadas trabajando conjuntamente con aplicaciones dentro de los procesos mediante secuencias de comandos.

3.3.2.3 Procesador de eventos Su principal objetivo es gestionar mediante la recepción y filtrado, datos ocasionales y no programados de eventos de los sistemas de medición, que pueden indicar interrupciones de servicio u otras anomalías, estos mensajes se utilizan para activar procesos del sistema de gestión de fallas (OMS)³⁶.

Adicionalmente, el MDM, tiene requisitos de tipo operativos netamente, que están descritos y definidos claramente en la norma NTC 6079, numeral 6.3.

³⁶ Ibíd.

3.4 INTEROPERABILIDAD

Cuando se habla de interoperabilidad en el contexto de AMI, básicamente hace referencia al intercambio de la información en un modo común, entre los diferentes formatos o estructuras de datos utilizados en los sistemas o tecnologías (proveedores) existentes y nuevas, para su gestión con el fin de optimizar los recursos, su rendimiento y conseguir los objetivos deseados.

Ahora bien, en la búsqueda y determinación de un modelo de referencia común, que facilite la **integración** entre los diferentes sistemas de gestión del servicio dentro del sector eléctrico, se define un modelo abierto y estandarizado por las normas IEC, que contiene tal modelo, llamado “MODELO DE INFORMACIÓN COMÚN CIM”, constituido por la IEC 61968, para sistemas eléctricos de distribución (DMS).

Los objetos a modelarse pueden ser objetos físicos, como los dispositivos físicos en una red eléctrica, o pueden ser abstractos como los “objetos” utilizados en un sistema de información del cliente.

El CIM identifica, y establece los requisitos para el uso de **interfaces** estándar, basados en modelos de referencia, para garantizar la interoperabilidad entre diferentes sistemas informáticos, plataformas y lenguajes, por lo tanto es una *representación abstracta y formal de los objetos, sus atributos, sus asociaciones, con otros objetos, el comportamiento y las operaciones que se pueden desarrollar entre ellos*³⁷.

El CIM está orientado a estos sistemas:

- Monitorización y control de los equipos de suministro de energía.
- Gestión de procesos para asegurar la fiabilidad del sistema.

³⁷ J. Alvarado Op. Cit.

- La gestión de la tensión eléctrica.
- Gestión de la demanda.
- Gestión de interrupciones.
- Gestión del trabajo.
- Automatización geográfica.
- Lectura de medidores.
- Lectura y control de la medición.
- Gestión de instalaciones.

Este modelo, será válido tanto en los sistemas de distribución de energía actuales, como en los futuros, su empleo entonces, significa el intercambio de información entre aplicaciones de distintos fabricantes, reduciendo los costos y la complejidad de la gestión de los sistemas de distribución en general, así como en los sistemas de gestión de datos hablando en términos de AMI.

Finalmente y dado que el detalle del estudio del CIM bajo los estándares de la IEC, no es el objeto del presente trabajo, se advierte que la IEC 61968, no solo define tal modelo, sino que también define la arquitectura de referencia para la integración entre aplicaciones (por ejemplo la mencionada anteriormente y en referencia a "*Meter Reading and Control MR*"), que forman parte de los sistemas de gestión y sus requerimientos generales, presentan las especificaciones de los mecanismos de comunicación con los cuales se accede a la información de un aplicación y también las especificaciones de los formatos empleados en el intercambio de información.

3.5 GESTIÓN DE INFORMACIÓN COMERCIAL

Como ya se mencionó anteriormente la gestión de la información comercial, está ligada a la gestión de los datos medidos, y relacionada con la atención al cliente y facturación, en con tareas como:

- La gestión la información relacionada con pagos (facturas).
- Actualización de datos del cliente, apertura de cuentas, contratos de clientes, activos asociados a los usuarios, dispositivos finales.
- Configuración de la identidad y credenciales de seguridad del medidor o usuario.

El Sistema de Información Comercial (CIS) está a menudo involucrado en procesos relacionados con consultas de facturación, desconexión y reconexión, y variaciones del tipo de programa o reconfiguraciones de usuario³⁸.

Todos esos datos, deben ser enviados y/o almacenados en el (MDR), para su manejo posterior.

A continuación y a manera de ejemplo se presenta un “caso de uso” según el estándar IEC 61968-9 enfocado al intercambio de información a través de mensajes.

En la Figura 10, se puede observar que la lectura no solo involucra el sistema de información comercial (CIS), sino que, adicionalmente interactúa en primer lugar con el sistema gestor de datos medidos (MDM), luego con el sistema de medición y por último con el sistema de gestión de interrupciones (OMS).

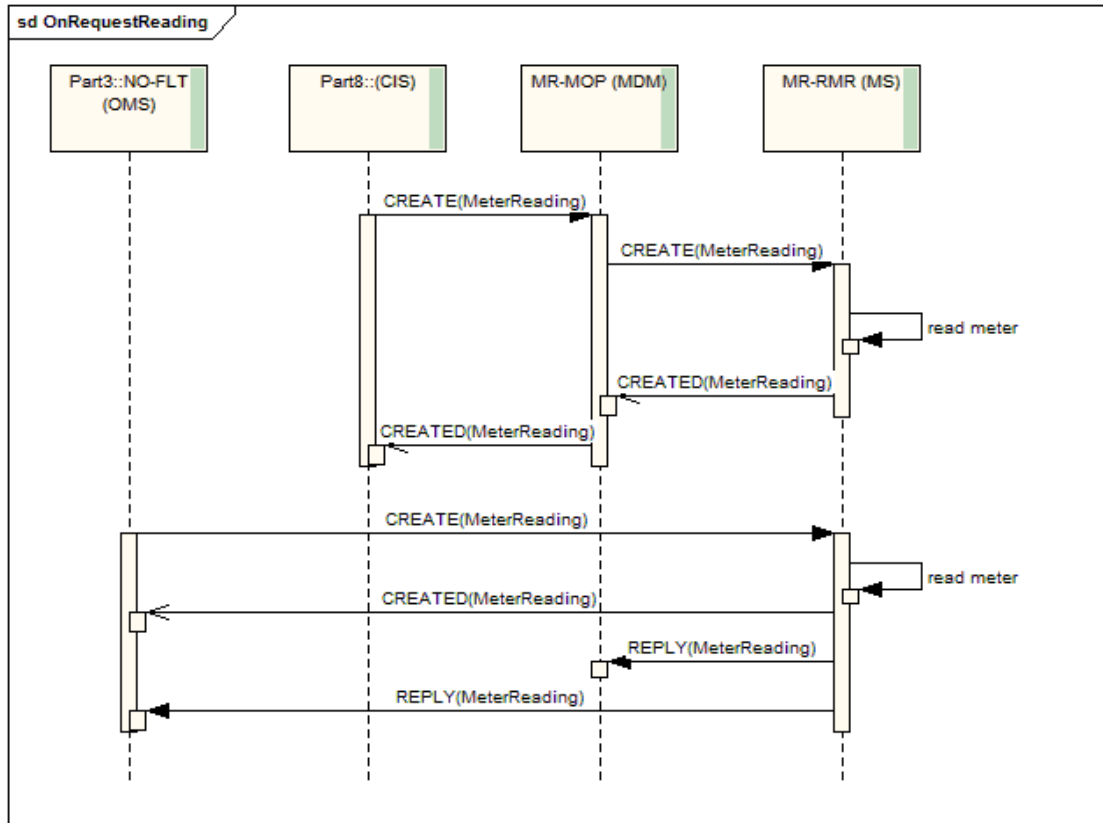
³⁸ I. S. IEC-61968-9, “Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 9: Interfaces for meter reading and control”, GINEBRA/SUIZA: IEC, 2009.

El sistema de información comercial (CIS), se comunica con el sistema gestor de datos medidos (MDM) haciéndole una solicitud de lectura del medidor, el MDM a su vez se comunica con los medidores que están vinculados a este sistema y de igual manera le hace la solicitud de lectura a cada uno de los equipos de medición (MS), los medidores realizan la lectura y estas mediciones se envían al MDM para su registro, y a su vez el MDM envía estos datos al sistema CIS para su respectiva facturación.

Por último el sistema de gestión de interrupciones OMS también puede enviar una solicitud de lectura directamente al MS el mismo que le entrega una respuesta al OMS y a la vez registra la respuesta a esta solicitud en el MDM, y en el propio OMS para indicar si el requerimiento tuvo éxito o no³⁹.

³⁹ Ibíd.

Figura 10. Solicitud de toma de lecturas



Fuente: I. S. IEC-61968-9, “Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 9: Interfaces for meter reading and control”, GINEBRA/SUIZA: IEC, 2009. S. M. R. T.

De la misma manera y para toda la disposición de cualquier empresa de servicios públicos en sus diferentes áreas del negocio, se pueden diseñar las diferentes estructuras de diseño, encaminadas a la gestión integral de la organización con base en AMI.

4 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

Como se mencionó en el Capítulo 1, la medición avanzada refiere e involucra a las tecnologías hardware - software y sistemas de comunicaciones, necesarios para registrar el consumo de los clientes en tiempos reales y permitir la recuperación de la información de los datos de consumo de manera diaria o en períodos más frecuentes por las empresas prestadoras del servicio.

Es muy importante entender que, aunque la característica definitoria del AMI es el medidor, el éxito del AMI gira realmente en el diseño de la red de comunicaciones y sistemas de información de hardware/software vinculados, la totalidad de la infraestructura integrada es necesaria para la consecución de sus beneficios.

4.1 SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES

Uno de los problemas tecnológicos fundamentales de AMI es el de comunicación. Cada medidor es capaz de comunicar de forma fiable y segura la información recogida a un receptor central, pero, teniendo en cuenta los diferentes ambientes y lugares en los que se encuentran los medidores, se evidencian diferentes problemas, por lo cual, como soluciones de comunicación se optan por tecnologías como: Redes celulares, satélite, radio con licencia, combinaciones radio con y sin licencia, comunicaciones a través de la línea eléctrica, etc., habiendo muchas configuraciones de red, incluyendo el uso de Wi-Fi y otras redes relacionados con el Internet.

Al parecer, ninguna solución única de comunicación podría ser óptima para una empresa, pues existe una directa dependencia de las características particulares

de los sitios en donde se presta el servicio, es así, que si la prestación del servicio es en zonas rurales, los problemas de comunicación serán diferentes, comparadas con las que prestan en la parte urbana. De igual manera, las características de la ubicación, como lugares de accesos difíciles, regiones montañosas o las zonas mal atendidas por compañías de telefonía móvil e Internet serán influyentes en las medidas u opciones de medio, costo y tecnología de comunicación a seleccionar.

Las arquitecturas comunes de comunicación son los sistemas jerárquicos, las redes de estrella (star network) y enmallada (*Wireless Mesh Networks*) y los sistemas de comunicaciones a través de la línea eléctrica.

4.2 COMUNICACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE LA RED ELÉCTRICA

La comunicación es el enlace entre los dispositivos de medida y el centro de control. En general se plantean esquemas híbridos de comunicación, dependiendo de las necesidades del sistema.

Para definir el tipo de comunicación a utilizar es de interés conocer:

- El costo del sistema de medida (dispositivos).
- La topología de la red (la concentración del consumo, las distancias cubiertas y las interferencias de la comunicación).
- Los servicios a requerir (lectura remota, seguridad y/o control)^{40 41} especialmente el grado de relevancia de los servicios de medida conjunta (agua, gas, calor o automatización del hogar).

⁴⁰ Albretsen, Aleksander, "Investigate M2M-related communication standards that exist on the global market today", tesis, Agder University Collage, junio de 2006, Grimstad, Noruega.

⁴¹ Harrison, Simon, "SRMS and Beyond - Local Communication Development", versión 021, Energy Retail Association (ERA), Gran Bretaña, abril de 2008, <http://www.scribd.com/doc/2544872/SRSM-Local-Communications-Development-0-2-1-Clean>. Última visita: mayo de 2008.

La implementación de las redes se puede clasificar en su nivel de conexión, por medio del tipo de transmisión, su topología y su extensión. A continuación se detallan estas estructuras.

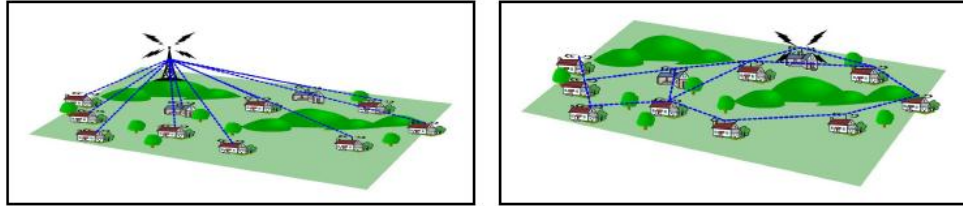
4.2.1 Canales de transmisión de información Las redes pueden ser clasificadas en función del sentido en que viajan.

- Redes unidireccionales: De una vía de comunicación, en los cuales la información se transmite continuamente, siendo capturada por colectores de información
- Redes bidireccionales: De dos vías de comunicación, en los cuales una entidad pregunta por el punto medidor y este envía la información. Es evidente la ventaja que presenta este sistema, ya que facilita no solo el envío de información hacia el cliente, sino que también las operaciones de control sobre la red.

4.2.2 Topología física de la red Existen variadas topologías para configurar los medidores. A continuación se presentan las más utilizadas (ver Figura 11):

- La topología estrella (*star network*) soportando operaciones punto a punto y multipunto, principalmente empleada para las tecnologías vía cable. Las operaciones punto a punto comunican la información directamente al colector de información. Las comunicaciones multipunto, permiten traspasar la información a medidores contiguos que estén conectados en una misma red
- La topología en malla (*Wireless Mesh Networks*) principalmente empleada para las tecnologías inalámbricas permiten que los medidores actúen como portadores de información, por lo que existe más de una ruta para enviar la información a uno o a varios colectores de la red.

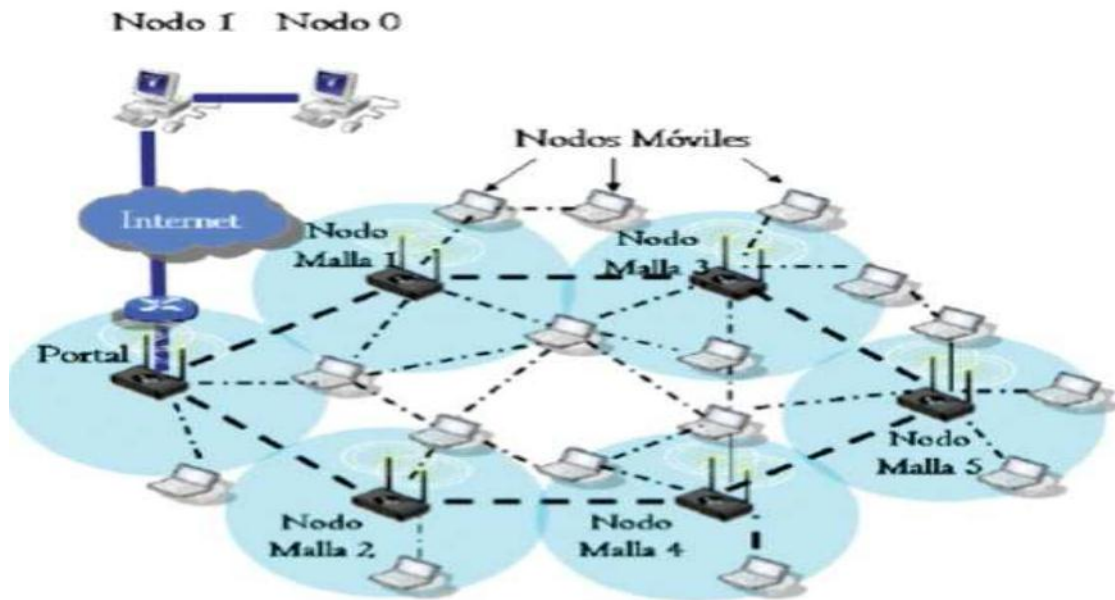
Figura 11. Topología en estrella (punto a punto) y en malla



Las WMN se caracterizan por ser redes auto organizadas dinámicamente, auto-regenerables y auto configurables, permitiendo tener grandes ventajas como robustez, confiabilidad y un fácil mantenimiento.

Entre los principales objetivos de las redes inalámbricas de tipo malla, como la que puede observarse en la Figura 12, se encuentra el extender el área de cobertura sin sacrificar la capacidad de canal, por esta razón los nodos malla están normalmente equipados con interfaces múltiples, las cuales pueden ser incluso de diferentes tecnologías de acceso inalámbrico

Figura 12. Arquitectura de red inalámbrica de tipo malla



Fuente: (Alulema, 2010)

A continuación se presentan algunas de las ventajas de WMN:

a. Auto organización y auto configuración: Las WMN son flexibles en la arquitectura de la red y no dependen de la aplicación y los protocolos. Esto, reduce el tiempo de instalación y el costo del mantenimiento.

b. Bajo costo de implementación: Los *routers* de malla son inalámbricos y tienen la capacidad de servicio en entornos *multi-hop*. Por lo tanto, utilizar *routers* inalámbricos en áreas grandes es más económico en comparación con los puntos *routers hop/acceso* únicos que utilizan conexiones cableadas. Por lo general, las conexiones por cable son más difíciles de instalar y mantener, el despliegue WMN es más fácil de instalar y de dar mantenimiento, conducen a costos de operación más bajo.

c. Mayor fiabilidad: En una WMN hay varias rutas de la fuente a nodos de destino. Esto proporciona rutas alternativas en caso de fallo. Caminos alternativos se pueden elegir, con el fin de minimizar los cuellos de botella en áreas congestionadas de la red. El enrutamiento alternativo puede aumentar significativamente la fiabilidad de la red WMN.

d. Escalabilidad: En las redes inalámbricas tradicionales, cuando el número de nodos aumenta, el rendimiento de la red se verá afectado hacia abajo. Pero, en WMN, aumentando el número de nodos aumentará la capacidad de transmisión para un mejor equilibrio de carga y rutas alternativas. Por lo general, los paquetes locales (que se generan en los clientes de enrutador de malla) se ejecutan más rápido en comparación con los paquetes (generados en dos o más saltos de distancia) de los vecinos.

e. Interoperabilidad: WMN es compatible con los estándares existentes, tales como: WiMAX, celular, Wi-Fi, Zigbee, Bluetooth, Sensor, etc. Por lo tanto, es

atractivo para la implementación incremental y reutilizar las infraestructuras existentes. Todas las tecnologías mencionadas anteriormente, pueden o podrán pronto configurar una WMN y comunicarse con los demás.

f. Movilidad: Con la convergencia de Internet y las comunicaciones móviles inalámbricas y con el rápido crecimiento en el número de suscriptores móviles, la gestión de la movilidad se perfila como uno de los problemas más importantes y difíciles para la comunicación inalámbrica móvil a través de Internet. La gestión de la movilidad permite a las redes localizar el punto de unión de un abonado móvil para la entrega de paquetes de datos (es decir, gestión de ubicación), y mantener la conexión de un abonado móvil, ya que sigue cambiando su punto de conexión (es decir, la gestión de traspaso).

4.2.3 Clasificación por extensión de la red La infraestructura necesaria para la medición inteligente se divide en tres zonas de acuerdo al tipo de comunicación (ver Figura 13):

- Red del hogar (HAN).
- Red de área de vecindad (NAN).
- Red de área amplia (WAN).

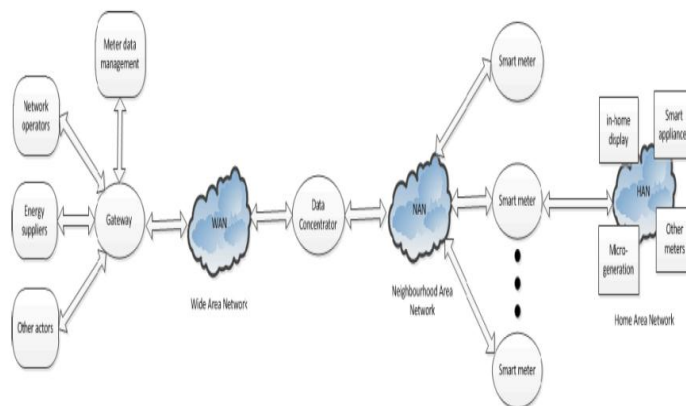
- **La red del hogar (Home Área Network, HAN)** de alcance de decenas de metros para la comunicación entre medidores, con una HHU, o con el visor externo del cliente en el hogar, entre otras aplicaciones. Los principales medios físicos de interés actual son PLC y RF, para interconexión de medidores y el visor del cliente dentro del hogar, y RS232 para interconexión de HHU.

- **La comunicación en la red de vecindad o local (Neighbourhood Área Network NAN)**, permite la conexión entre múltiples HAN, es un sistema de interconexión entre medidores inteligentes. La cobertura se realiza de acuerdo a zonas. El principal elemento que lo constituye es el concentrador. El

concentrador de datos detecta y gestiona los medidores inteligentes de forma automática, realiza lecturas de los consumos y transfiere la información a los centros de control, también facilitan los mensajes de diagnóstico, actualizaciones de firmware y supervisión de las condiciones de los medidores.

- La comunicación en la red de área extendida (Wide Área Network, WAN)** de alcance de cientos de kilómetros, para la comunicación entre el cliente y la plataforma de la empresa de servicios públicos. Se suele considerar la tecnología GSM/GPRS para conectar clientes remotos con el centro de control, o desde el colector al centro de control y fibra óptica o el híbrido BPL-fibra óptica para comunicar desde el colector a la subestación y desde la subestación al centro de control. Esto último debido a la necesidad de contar con diversas plataformas, no solo la que se conecta al sistema de medida de clientes, lo que requiere de un ancho de banda, al que sumado a este proyecto podrían justificar una mayor inversión

Figura 13. Comunicaciones para medición inteligente



4.3 TECNOLOGÍAS PARA LA COMUNICACIÓN DE LA RED

Sin duda las tecnologías para la comunicación de la red han evolucionado permitiendo un mayor grado de automatización, ofreciendo nuevos servicios tanto para las empresas de servicios como para sus clientes. A continuación se revisan las principales tecnologías de comunicación local que abarcan este ámbito.

PSTN (Public Switched Telephone Network): La red telefónica pública conmutada fue diseñada inicialmente para la transmisión de voz aunque también puede transmitir datos. Tiene la ventaja de ser ampliamente utilizada para el uso telefónico, aunque es necesario el acceso discado (dial up). Estas redes se han desarrollado en proyectos de medida avanzada principalmente en Francia, con el protocolo Euridis. La utilización de estas redes para sistemas de medida avanzada se cuestiona, pues no todos los clientes están conectados a esta red, las redes son propietarias de las empresas de telecomunicaciones por lo que las empresas de electricidad deben rentarlas y su costo actual es elevado comparado con el precio de otras tecnologías tales como DLC y RF21.

PLC (Power Line Communication): La tecnología PLC en baja frecuencia ha sido utilizada por las empresas distribuidoras para sus clientes masivos desde la década de los noventa. La tecnología PLC envía una señal sobre las líneas de tensión entre las subestaciones y el medidor. Esta señal puede pasar por los transformadores de distribución (TTDD) y alcanzar una distancia de hasta 15[km].

La experiencia señala que las velocidades de transmisión alcanzada por esta tecnología son relativamente lenta, aunque bastante fiable. Típicamente se habla de velocidades de transferencia en el orden de los 10 a 30 bps, mientras que la comunicación devuelta es del orden de los 20 a 600 bps, dependiendo del número de medidores en paralelo.

PLC es a menudo efectivo cuando las densidades de clientes son bajas, por lo que se ha preferido esta tecnología para áreas rurales. Referentes de tecnologías patentadas (propietarias) americanas son:

- El sistema TWACS (Two-Way Automatic Communications System, DCSI) de Aclarar perteneciente al grupo ESCO Technologies Corporation. Utiliza una velocidad de transferencia de 60bps. Envío/recibo de mensajes en aproximadamente 30 segundos.
- El sistema AMR de Cannon Technologies, Cooper Power Systems, de dos vías de comunicación con lecturas de 4 a 6 segundos para cada ronda de lectura.

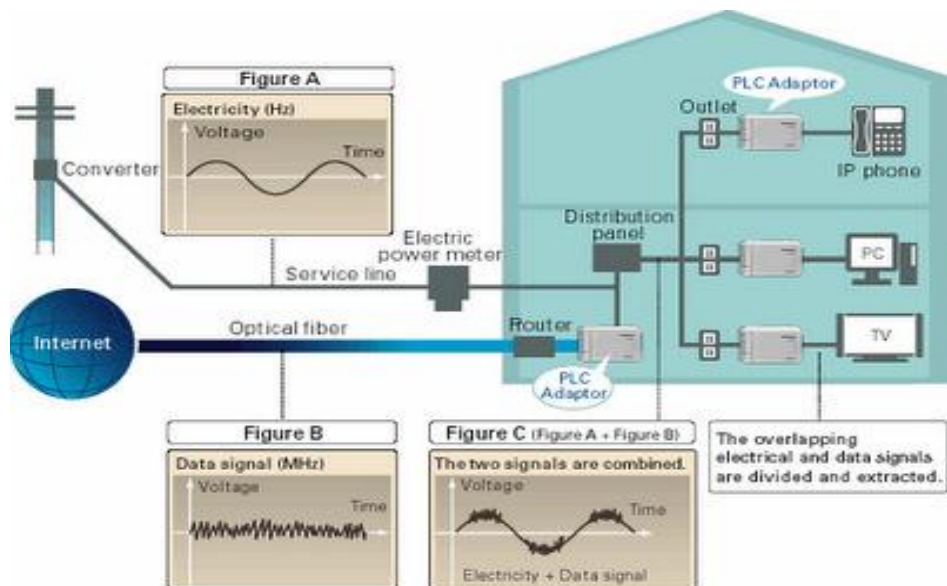
DLC (Distribution Lan Carrier) DLC, también conocido como PLC en alta frecuencia, NPL (Narrow Band over Power Line) o PLT (Power Line Telecommunication), es un sistema utilizado en baja tensión con un colector ubicado cerca del transformador de distribución. Esta tecnología, a diferencia del PLC en baja frecuencia utiliza altas frecuencias para la transmisión. Los transformadores dificultan el acceso de la señal y las distancias abarcadas suelen abarcar cientos de metros (400 metros promedio en Europa) necesitando repetidores a partir de estos puntos. Esta tecnología ha sido utilizada principalmente en Europa por su bajo costo y gran cobertura de los transformadores por clientes (400 clientes por transformador en Europa, en comparación a 20 clientes por transformador en Norteamérica). La velocidad de transmisión de datos entre el medidor y el concentrador de datos típicamente está entre 100 bps a 5 kbps, aunque el número de medidores conectados al colector influyen en la tasa de transferencia. Desde el concentrador al centro de control se suele utilizar comunicación híbrida combinada con GSM/GPRS, entre otras

BPL (Broadband over Power Line): La utilización de banda ancha sobre la línea de distribución no fue pensada para el desarrollo de sistemas de medida avanzada, si no para ofrecer servicios de banda ancha a los clientes, como Internet, IPTV y VoIP22, sin embargo es una tecnología de interés, pues es una

actualización de la tecnología DLC. DLC utiliza principalmente modulación FSK (Frequency Shift Keying) soportando comunicaciones del orden de los kbps. BP en cambio utiliza principalmente modulación OFMD (Orthogonal Frequency Multiplex Modulation), la cual distribuye la información en un gran número de portadoras con anchos de banda muy estrechos lo cual permite comunicaciones del orden de los Mbps. En algunos países como Gran Bretaña se ha propuesto como tecnología de comunicación WAN (comunicación entre el colector y la subestación eléctrica). Utiliza el mismo concepto de concentrador que la tecnología DLC, pero integrando un modem inyector de la señal al sistema, repetidores para abarcar mayores distancias de modo que la señal no sea afectada por atenuación y distorsiones de la línea, y un Gateway con modem extractor que provee de conexión al cliente para los servicios de Internet. Típicamente, los dispositivos para control de hogar funcionan mediante la modulación de una onda portadora cuya frecuencia oscila entre los 1,6 a 30 MHz. Estos servicios alcanzan velocidades de alrededor de los 20 a 200Mbps. Las principales competencias de BPL son WiFi, WiMax y Fibra Optica. Como tecnología de conexión con el cliente hay que aclarar que el negocio de la empresa de distribución eléctrica se centra en la energía eléctrica y no en el ámbito de la telecomunicación, aunque puede ser válido ofrecer este servicio a las empresas de telecomunicaciones.

La Figura 14 muestra una aplicación de BPL al interior de una residencia.

Figura 14. BPL al interior del hogar



RF (Radio Frequency): Es una red privada o abierta de radio, en conexión estrella o enmallada para comunicación entre medidores ampliamente difundida en Norteamérica. Los sistemas de mayor avance en estas tecnologías son tal que si el camino de transmisión no está operando en un momento dado, se pueda recorrer otros caminos a otros colectores utilizando como medio otros medidores. Para esto es necesario contar con dispositivos que permitan definir las rutas recorridas (enrutadores o routers). Los colectores pueden interactuar con alrededor de 1000 medidores en una malla, logrando tasas de transferencias entre 5 a 20 kbps. Esta tecnología presenta un mayor nivel de competencia entre protocolos que participan en la integración de sistemas de medidas tales como ZigBee, Wibree y Z-Wave, entre otros de bajo costo y bajo consumo.

Diferentes productos AMI basados en radiocomunicaciones pueden operar en cualquiera de las frecuencias con licencia o frecuencias sin licencia.

A continuación se describen las características más importantes de las principales normas relacionadas con comunicaciones en radio frecuencia.

802.11 (Wi-Fi): Estándar inalámbrico que especifican una interfaz entre un cliente inalámbrico y una estación base o punto de acceso. La norma se aplica a redes LAN inalámbricas y proporciona 1 o 2 Mbps de transmisión en la banda de 2,4 GHz utilizando *Hopping Spread Spectrum* (FHSS) o secuencia directa de espectro extendido (DSSS).

802.15.4 (Zigbee): Estándar abierto para la monitorización y control de redes de baja potencia, basados en el estándar IEEE 802.15.4.

802.16 (WMAX): Una familia de estándares IEEE para acceso de banda ancha inalámbrica, que ofrece hasta 70 Mbps de transferencia conjunta de punto a multipunto con frecuencias entre los 10 a los 66 GHz, con coberturas por entre los 60 km.

GPRS (General Packet Radio Service): Esta tecnología se basa en el estándar GSM utilizada para la comunicación de celulares. Es una mejora de este servicio con modificaciones en el software del sistema GSM. El sistema GPRS permite altas velocidades sobre los sistemas de redes públicas GSM (que opera del mismo modo que un celular). GPRS soporta datos entre 40 a 114 Kbps, comparativamente de 3 a 5 veces más veloz que el uso GSM. Su cobro típico es por transferencias y no por tiempo de conexión como es el caso de GSM. Es un sistema válido para enviar información esporádica, como alarmas o información periódica. Con este sistema no es necesario un intermediario entre el medidor y la empresa de servicios públicos (conectividad LAN y uso de concentradores), por lo que se plantea para clientes aislados. En un futuro puede ser una alternativa factible para una instalación masiva de sistemas de medida avanzada.

Comunicaciones de área extendida (WAN). Para las comunicaciones de área extendida del orden de kilómetros, vale decir desde el colector o concentrador, en caso que exista, hasta el centro de control, generalmente se ha utilizado la

comunicaciones/GPRS. Sin embargo, algunas empresas de distribución se ha apostado por comunicaciones con mayor ancho de banda, en especial, fibra óptica y BPL, con el objeto de facilitar el negocio de las telecomunicaciones, incrementar la monitorización de las redes y favorecer la participación del cliente final. En este sentido las tecnologías de gran ancho de banda se han gradualmente integrado en una red troncal, a modo de favorecer el desarrollo de las comunicaciones GSM/GPRS.

La Tabla 5 muestra los sistemas de comunicación de área extendida de mayor utilización en los sistemas de medida avanzada.

Tabla 5. Comunicaciones de área extendida de mayor relevancia para el uso de sistemas de medida avanzada en clientes masivos y negocio estratégico de las telecomunicaciones

Tecnología	Observación
PSTN	No es tendencia, pero actualmente se sigue utilizando
GSM/GPRS	Generalmente usada para sistemas actuales de medida avanzada
BPL	Tendencia potencial, en Europa, principalmente desde el colector hacia la subestación.
WiFi	Excepcionalmente combinada con BPL.
Fibra óptica	Tendencia potencial, en Norteamérica y Japón.
WiMax	Utilizado para zonas aisladas. Actualmente se trabaja en la incorporación de esta tecnología para áreas urbanas

4.4 ARQUITECTURAS DISEÑADAS PARA UN SISTEMA DE MEDIDA AVANZADA

A continuación se describen las aplicaciones tecnológicas diseñadas específicamente para los sistemas de medida avanzada, tanto para la monitorización y transferencia de datos y la automatización de la red eléctrica.

Estas soluciones en general soportan más de un protocolo de red y no siempre son compatibles con otras tecnologías, en lo que se refiere al medio físico, el protocolo y la información soportada.

Actualmente se trabaja para estandarizar las comunicaciones entre el cliente y la empresa suministradora de servicios. La dificultad para describir un estándar está relacionada con el tipo de aplicaciones que el sistema deba soportar.

En este sentido los estándares de mayor interés actual para la interacción entre el cliente residencial y la empresa de servicios se presentan a continuación.

4.5 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN PROCESOS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

Los protocolos de comunicación son un grupo de normas y reglas que permiten que dos o más módulos o componentes de un sistema se comuniquen, sin importar las especificaciones físicas de cada uno de estos componentes, facilitando el intercambio de información.

Dentro de los protocolos más importantes para los sistemas AMI se tienen: IEC 61334 S-FSKPLC, IEC 62056-21 "FLAG" IEC 62056-31 EURIDIS, M-BUS: EN13757, SMART MESSAGE LANGUAGE (SML), IOP TELEMATRIC PROTOCOL E-DIN 43863-4, IEC60870-5, IEC61968-9, SITRED, PRIME 58, meter and more, IEC61850, KNX 62, ZIGBEE, SMARTENERGYPROFILE 63, 6LOWPAN 64, HOMEPLUG 65, Z-WAVE 65, WAVENIS 66, EVERBLY, IEC 62056 (DLMS) y ANSI C12.22, entre otros. En el anexo C se especifican los protocolos de comunicación para los sistemas AMI.

La comunicación e integración entre los diferentes dispositivos que componen una red de medición inteligente se establece por medio de protocolos de transferencia de datos. Existen gran cantidad de estos protocolos, los cuales trabajan tanto inalámbricamente como a través de conductores.

Para los sistemas de medición inteligente se deben tener en cuenta condiciones especiales, por ello los protocolos de comunicaciones a utilizar deben cumplir con características especiales para garantizar el adecuado funcionamiento del sistema.

Aunque no existe un consenso o estándar internacional sobre la utilización de los protocolos de comunicación para la administración de una red inteligente, se han establecido ciertos lineamientos que enfocan los estándares de comunicación existentes a dos campos principales: redes inteligentes y hogares inteligentes.

4.5.1 Modo de comunicación entre medidores y centrales de control A través del análisis del estado del arte, se logró identificar que el modo de comunicación más usado para la comunicación entre medidores inteligentes y los centros almacenadores de datos correspondían a una red en malla (mesh network). La topología de una red en malla se piensa como una red que puede auto organizarse en caso de presentarse fallas en algún punto del sistema o en algún nodo.

La topología en malla es una red en la que cada nodo está conectado a uno o más de los otros nodos de esta manera es posible llevar los mensajes de un nodo a otro por diferentes caminos. Si la red en malla está completamente conectada, no puede existir absolutamente ninguna interrupción en las comunicaciones.

Cada punto de acceso tiene sus propias conexiones con todos los demás servidores. De esta manera las redes en malla son el modo de comunicación más

confiable (en términos de continuidad del servicio, no en seguridad) para el envío de información ya que si un nodo falla existen múltiples nodos de respaldo y de esta manera se auto organiza el sistema para que la información fluya.

4.5.2 Requerimientos de capacidad de red de comunicación Como ya se ha mencionado antes, la comunicación es una parte muy importante de los medidores inteligentes. Ellos son capaces de generar grandes cantidades de información y para cumplir con su objetivo deben estar acompañados de una red amplia de comunicación.

La red de comunicación para la infraestructura de medición inteligente de energía eléctrica debe ser robusta y bidireccional, permitiendo así que los consumidores hagan parte de los procesos que realizan las empresas distribuidoras de energía, contribuyendo de esta manera a la eficiencia energética en relación al uso de la energía eléctrica. Esta relación entre empresa-consumidor permite transmitir cantidades importantes de información que puede ser analizada por las dos partes. Las empresas toman esta información para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico, mientras que los usuarios la utilizan para analizar, administrar y reducir su consumo de energía eléctrica.

En la actualidad con los medidores inteligentes existentes se han desarrollado diversos algoritmos de control que permiten mejorar la fiabilidad y la optimización de las redes de suministro. Estos medidores integrados en una adecuada red de comunicación, deben cumplir unos requisitos, que representan múltiples funciones y diversos beneficios para las distintas partes involucradas.

Entre estos requisitos se tiene:

- La sincronización de tiempo y el sellado de tiempo de los datos.
- Un alto grado de fiabilidad operacional en la transferencia de cantidades masivas de información entre la red de comunicación y el sistema de gestión.

- Un sistema de comunicación bidireccional entre los centros de mando operativo y los dispositivos finales que son controlados por el cliente.
- Una base de datos y un sistema de gestión en donde los datos son recogidos y almacenados para diferentes usos.
- Un formato de almacenamiento de datos y un proceso de accesibilidad de los mismos.
- Sub bases de datos que se actualizan constantemente debido a la naturaleza dinámica de la red y a los comportamientos de las cargas.
- Algoritmos de encaminamiento de comunicación, y el reconocimiento de fallas de la red eléctrica en la red de comunicación.
- Organización de almacenamiento para un rápido acceso de los distintos usuarios.

Los requisitos mencionados previamente, son los más importantes para lograr una adecuada red de comunicación. Estos se deben tener en cuenta cuando se desea implementar una infraestructura de medición inteligente, a fin de lograr una administración eficiente de la energía eléctrica. Lo anterior permite un ahorro en el consumo de energía eléctrica y por consiguiente del dinero que se ve reflejado en las facturas y esto repercute directamente en la protección del medio ambiente⁴².

4.5.3 Aplicaciones. En las aplicaciones con medidores de energía eléctrica, la utilización de las tecnologías inalámbricas se convierte en una herramienta indispensable para la comunicación y tratamiento de datos. LA red de comunicación ZigBee ha sido diseñada como un estándar de comunicaciones inalámbricas cuya función principal en esta área es permitir la lectura automática de los medidores inteligentes.

⁴² Mak, S.T. "A Synergistic Approach to Implement Demand Response, Asset Management and Service Reliability Using Smart Metering, AMI and MDM Systems." IEEE. Julio 2009.

En la referencia⁴³ se presenta el desarrollo de un medidor inteligente, basado en la red de comunicación ZigBee. Este medidor junto con su red de comunicación permite recopilar los consumos de energía eléctrica, los cuales son enviados a una base de datos para su almacenamiento y uso en diferentes funciones. Con esta red de comunicación se pueden reconocer fallas en la red eléctrica, y además se puede inspeccionar y analizar la transmisión de datos por medio de un analizador de red inalámbrica. Estos controles pueden darse tanto por la empresa que distribuye la energía como por los usuarios que la consumen.

Actualmente, se está investigando la posibilidad que en algunos proyectos de redes inteligentes se puedan utilizar las redes de comunicación existentes para reducir costos y nuevas infraestructuras. Para ello se describen algunas opciones de comunicación y se realizan diversas simulaciones que se enfocan hacia distintas consideraciones sobre el ancho de banda para varios niveles de datos de medidores inteligentes dentro de canales de Power Line Carrier (PLC). Esto incluye tiempos reales de recopilación de datos de cada nodo que se encuentra conectado al sistema analizado. En estos estudios es vital evaluar los requisitos de ancho de banda, junto con los requisitos de transmisión de datos así como los picos admisibles de datos que se pueden dar en los anchos de banda establecidos⁴⁴.

4.6 INFLUENCIA DEL SISTEMA AMI SOBRE LA CALIDAD DE SERVICIO

A continuación se realiza un análisis de la calidad del servicio técnico y la calidad del servicio comercial, ya que estos dos grandes temas contienen varios de los

⁴³ Shang-Wen Luan. ; Jen-HaoTeng. ; Shun-Yu Chan; Lain-Chyr Hwang. "Development of a Smart Power Meter for AMI Based on ZigBee Communication". I-Shou University, Cheng-Shiu University. Taiwan, Kaohsiung. Noviembre 2009.

⁴⁴ Lewis, R.P.; Ijic, P.; Zhongfu Zhou. "Assessment of Communication Methods for Smart Electricity Metering in the U.K.". Swansea University. United Kingdom, Wales. Septiembre 2009.

índices de calidad que potencialmente pueden ser mejorados con la implementación del sistema AMI.

4.6.1 Calidad del servicio técnico La calidad del servicio técnico se refiere a las interrupciones del suministro de energía y se evalúa sobre la base de la frecuencia y duración de interrupciones.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica, tienen como obligación garantizar el suministro de energía para los consumidores, bajo niveles de calidad óptimos los cuales están especificados en el marco regulatorio de la calidad en los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, y se encuentra contenido en la Resolución CREG 070 de 1998 (Código de Distribución), que ha sido modificada y complementada mediante las Resoluciones CREG 025 y 089 de 1999, 096 de 2000, 159 de 2001, 084 de 2002 y 113 de 2003 para este fin todas las empresas dedicadas al negocio de la distribución de energía deben adecuar y optimizar sus instalaciones, y procesos comerciales, puesto que en la actualidad en nuestro país la actividad de la comercialización de energía también es realizado por las empresas distribuidoras.

Con relación a la influencia del sistema AMI en los procesos de calidad del servicio técnico, en la actualidad y obedeciendo las disposiciones de la regulación existente⁴⁵, las empresas operadoras de red realizan el control de este índice a nivel de media tensión, es decir solamente sobre los alimentadores de la red de distribución; con la implementación del sistema AMI, la empresa dispondrá de las capacidades necesarias para adquirir información que le permita realizar la monitorización de los indicadores de calidad y de esta forma le posibilite el control de la calidad del servicio técnico a nivel del consumidor.

⁴⁵ INDICADORES DE CALIDAD PARA LA CONTINUIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL DOCUMENTO CREG- 069 DICIEMBRE 14 DE 2004

4.6.2 Calidad del Servicio Comercial Las empresas de distribución del país están obligadas a proporcionar, además del suministro de energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales que sirven para mantener un nivel adecuado de satisfacción al cliente por el servicio prestado. El registro y levantamiento de la información lo realiza la empresa distribuidora, tomando en cuenta todos los eventos que relacionen a los índices de calidad respectivos. Los registros se efectuarán en los sistemas informáticos pertenecientes a la gestión comercial de la empresa de distribución.

Adicionalmente para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores, el sistema AMI ofrece beneficios importantes en cuanto al manejo de servicios comerciales como:

- Estimaciones en la facturación.
- Resolución de reclamos comerciales.
- Restablecimiento del servicio suspendido por falta de pago

4.7 NORMATIVA Y MODELO DE REFERENCIA

Contar con lineamientos, reglas o normas establecidas para llevar a cabo cualquier proyecto es de suma importancia, ya que esto facilita la forma de desarrollar la labor desempeñada.

Actualmente existe una norma en Colombia la NTC 6079, “Requisitos para Sistemas de infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica”. Esta norma ha sido elaborada con el fin de establecer los requerimientos mínimos que deben cumplir los sistemas AMI para su operación y gestión.

Dentro de las normas existentes se encuentran la ANSI C12.19 (registros de datos y llamadas a funciones), y ANSI C12.22 (nivel de aplicación y protocolos de comunicación) que se indicaron dentro del numeral 4.5 y la IEC 61968-9, que específicamente trata el contenido informativo sobre la lectura de contadores y mensajes de control, la cual se describirá seguidamente. Sin embargo, estas normas no son suficientes para garantizar la interoperabilidad de un sistema AMI.

En un esfuerzo por diferenciarse, los vendedores de AMI crean sus propias interfaces, tecnologías y servicios, complicando la situación. Por lo cual, con el empleo de la ANSI C12.19 como punto de referencia, un equipo de la USB (*Utility Standards Board*) ha identificado más de 500 extensiones de código propietario.

5. ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DE AMI

Dado que la implementación de sistemas AMI requiere de grandes inversiones, y de la participación activa de los consumidores o clientes, principalmente; es vital demostrar la viabilidad de proyectos de este tipo, desde el punto de vista económico, así como el cumplimiento de las metas y objetivos propuestos.

Para ello existe y se usa una herramienta ampliamente difundida como es el análisis **costo - beneficio**, en la evaluación financiera de proyectos. El objetivo de este tipo de análisis es identificar y cuantificar monetariamente todos los efectos posibles, técnicos, sociales, medioambientales, etc., con el fin de determinar los **costos y los beneficios** de un proyecto; generando resultados, sobre los cuales se determina si el proyecto es viable o no y si es conveniente o no, ponerlo en marcha⁴⁶ .

Con base en lo anterior, esta monografía describe la metodología propuesta, por el **Joint Research Centre (JRC)**, denominada **“Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment”**; con miras a desarrollar un análisis beneficio – costo, en proyectos de medición inteligente, y *principalmente en la determinación del núcleo del análisis que es la estimación monetaria de los costos y los beneficios.*

Vale la pena aclarar que el Joint Research Centre (JRC), es un organismo dependiente de la Comisión Europea cuyo objetivo es el de proporcionar soporte científico y técnico para la definición, desarrollo, implementación y seguimiento de

⁴⁶ F. J. L. ROJO, Análisis regulatorio, técnico y económico de los sistemas de medida inteligente, Sevilla: escuela técnica superior de ingeniería, 2013.

las políticas de la Unión Europea, independientemente de intereses públicos y privados⁴⁷.

“La guía en mención, presenta un marco de evaluación paso a paso basado en el trabajo realizado por EPRI (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica, que es una organización norteamericana sin ánimo de lucro dirigida a la investigación, desarrollo e implantación de tecnologías relacionadas con la generación, distribución y uso de la energía eléctrica), y proporciona directrices y buenas prácticas. En la cual, se han propuesto varias adiciones y modificaciones para adaptarse al contexto europeo”⁴⁸.

El enfoque básico propuesto para el análisis costo - beneficio se compone de tres partes esenciales (ver Figura 15)⁴⁹, que son:

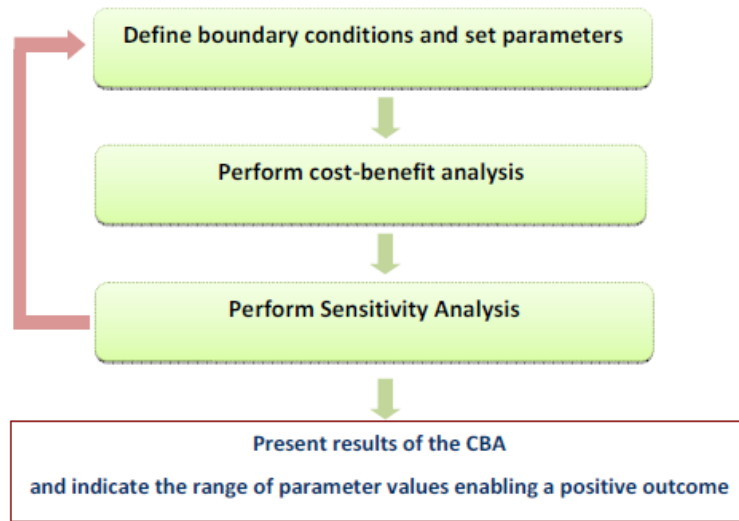
1. Definición del escenario. (por ejemplo, la previsión del crecimiento de la demanda, tasa de descuento, las características locales de red) y de los parámetros de implementación (por ejemplo, tiempo de puesta en marcha, funcionalidades adicionales asociadas a la medición inteligente)
2. Identificación de **costos y beneficios** (núcleo fundamental de esta metodología) y del presente trabajo.
3. Ejecución del análisis de sensibilidad y presentación de los resultados del análisis, indicando el rango de valores de los parámetros, que permite un resultado positivo.
4. Con el fin de estimar los beneficios de manera cuantitativa, la guía en referencia propone algunas fórmulas; así como la estimación de la mayoría de costos y ahorros, asociados a la implementación de una infraestructura de medición inteligente.

⁴⁷ Ibíd.

⁴⁸ JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012.

⁴⁹ Ibíd.

Figura 15. Estructura del análisis costo - beneficio



FUENTE: JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

En resumen, el marco de evaluación propuesto por la guía, tiene como objetivo el aprovechamiento de cuatro fuentes diferentes de impactos resultantes de una implementación AMI:

- Los beneficios resultantes directamente de la aplicación de la medición inteligente (por ejemplo, reducción de los costos por la lectura de medidores de manera remota y el ahorro energético debido al control de la demanda por parte del usuario).
- Reducción de costos en futuras implementaciones de redes inteligentes (por ejemplo, las inversiones futuras en capacidad instalada de red inteligente, para hacer frente al alto nivel de penetración de recursos energéticos distribuidos, que pueden beneficiarse de una infraestructura de medición inteligente existente) mediante el uso de la infraestructura de medición inteligente.
- Beneficios derivados de la instalación de los sistemas de medición inteligente por ejemplo, reducción de los tiempos de corte, la reducción de las pérdidas técnicas y la eficiencia operativa de la red.

- Otros impactos de la implementación de la medición avanzada, que tendrían un efecto sobre el público o la sociedad en general, y que son difícil de estimar cuantitativamente; son los impactos sociales por ejemplo, la inclusión de los consumidores, aceptación social, la creación de empleo entre otros.

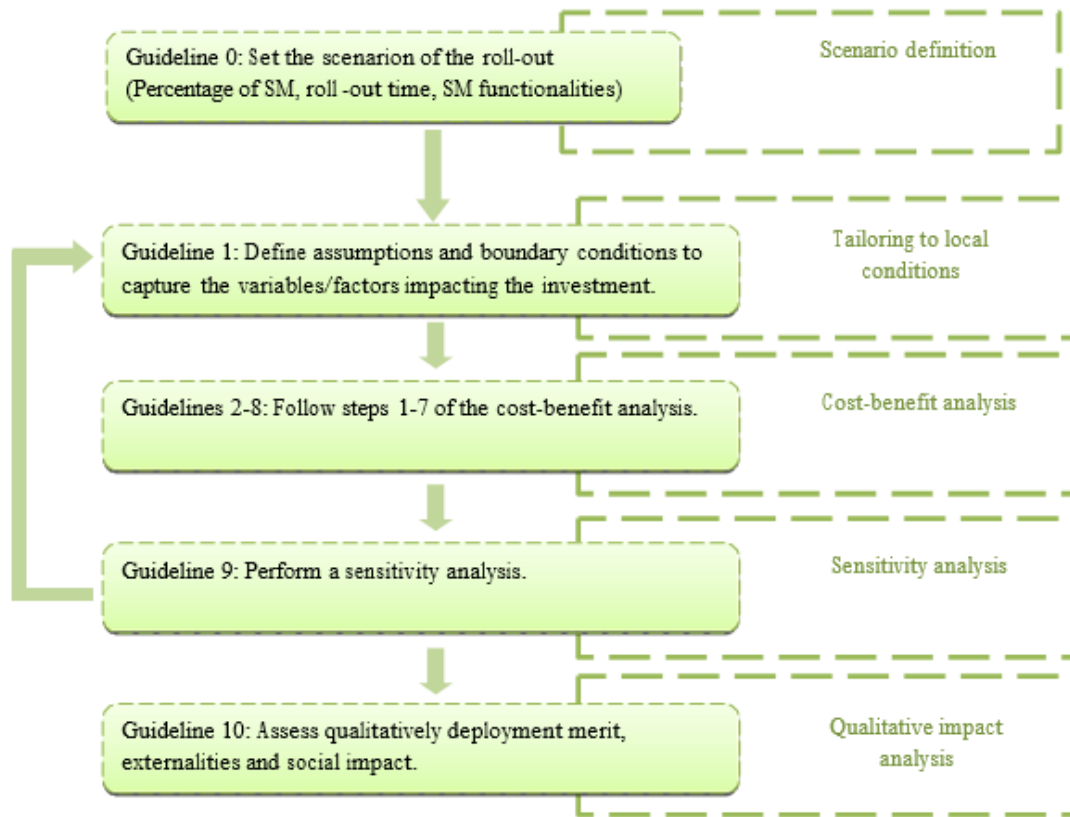
5.1 DIRECTRICES PARA EL ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO, EN SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA⁵⁰.

La guía en referencia, plantea cinco etapas principales, para llevar a cabo un análisis integral, las cuales se observan en la Figura 16 y corresponden a:

- Definición del escenario o de los escenarios de evaluación.
- Consideración de las condiciones locales.
- Realización del análisis coste-beneficio, el núcleo fundamental de esta metodología.
- Realización de un análisis de sensibilidad;
- Por último, incluir un análisis cualitativo.

⁵⁰ Ibíd

Figura 16. Diagrama de flujo del procedimiento propuesto en el análisis C-B.



FUENTE: JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

5.1.1. Definición del escenario de la medición avanzada. Los resultados de un análisis de *costo – beneficio*, para la aplicación de la medición inteligente, dependen en gran medida, de la definición del “escenario” cuando se realiza la proyección de la evaluación; allí se incluyen por supuesto, la definición de las **variables** claves, que determinan más significativamente el grado de implementación de estos sistemas; la guía en referencia propone tres variables a saber:

- El porcentaje de los medidores inteligentes a ser instalado sobre un total (por ejemplo, 80 %)
- El tiempo de implementación (por ejemplo, 2020) y

- El número de funcionalidades inteligentes de mediciones consideradas y puestas en servicio.

Lo anterior tiene como base, los análisis de costo - beneficio realizado, en once estados miembros de la Comunidad Europea⁵¹.

Así mismo la guía propone en su documento la consideración de, al menos, dos escenarios⁵²:

- Escenario 0, “Business as usual”: Este escenario considera la no implementación de los sistemas de medición avanzada, independientemente de la existencia o no de obligación legal para ello. Constituye de esta forma una situación base para comparar las posibles ventajas e inconvenientes que conlleva el despliegue de las nuevas tecnologías.
- Escenario 1, despliegue al 80%: con las funcionalidades mínimas exigidas, para el año 2020, de acuerdo a la obligación exigida por el Tercer Paquete de Energía de la Unión Europea, ver Tabla 6.

Desde luego existen más variables (que las tres enunciadas anteriormente), y que pueden permitir una evaluación más precisa, como por ejemplo considerar las densidades de población como zonas urbanas y rurales, porcentajes de clientes residenciales, industriales y comerciales, servicios monofásicos o trifásicos, etc. Lo anterior evaluado en cada escenario.

Tabla 6. Escenarios básicos a considerar en un análisis costo - beneficio

ESCENARIO	PORCENTAJE DE CLIENTES - USUARIOS (MEDIDORES INSTALADOS) [%]	TIEMPO DE EVALUACIÓN (AL TERMINO DEL AÑO...)	NUMERO DE FUNCIONALIDADES A TENER EN CUENTA
0			
1	80	2020	MÍNIMO 10

FUENTE: JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

⁵¹ Ibíd.

⁵² Ibíd.

5.1.2 Consideración de las condiciones locales (adaptación)⁵³ Para el correcto desarrollo del análisis, debe tenerse en cuenta las condiciones del entorno donde se va a realizar la implementación, con el fin de determinar las variables y/o factores que afectarán la cuantificación de los beneficios, los costos y la inversión; por ello la guía recomienda:

- Identificar y enumerar, las variables que conforman las condiciones locales del entorno. Por ejemplo, tasa de inflación, tasa de descuento, ritmo de crecimiento/decrecimiento de la demanda de energía, etc.
- Justificar apropiadamente las principales hipótesis, y determinar su grado de afectación a las condiciones locales de contorno. Por ejemplo, evolución demográfica esperada, posibles requerimientos o inquietudes del consumidor, etc.
- Identificar las fuentes de información empleadas para cuantificar las variables y justificar las hipótesis de los puntos anteriores, especificando, además, su grado de certidumbre (alto, moderado, bajo).
- Determinar el horizonte temporal de la evaluación. Por ejemplo, el correspondiente a la vida útil de los equipos de medida⁵⁴.

A continuación, en la Tabla 7 se presentan algunas de las variables más importantes y representativas que se deberían tener en cuenta en la estructuración de las condiciones locales de un entorno.

⁵³ Ibíd.

⁵⁴ F. J. L. ROJO,

Tabla 7: Listado de variables más comunes a tener en cuenta, en la adaptación a las condiciones de un entorno.

ITEM	POSIBLES VARIABLES / DATOS A SER RECOPIRADOS	UNIDAD	COMENTARIO
1	VARIACIÓN PROYECTADA DEL CONSUMO DE ENERGÍA	%	ALTO IMPACTO
2	VARIACIÓN PROYECTADA DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA	%	ALTO IMPACTO, A MAYOR PRECIO, MAYOR AHORRO EN CONSUMO
3	TRANSFERENCIA DE CARGA PICO	%	ALTO IMPACTO, DEMORA INVERSIONES EN GENERACIÓN ETC.
4	PERDIDAS DE ENERGÍA A NIVELES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	%	
5	ESTIMACIÓN DEL TIEMPO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA	MINUTOS	
6	VALOR DE LA ENERGÍA PÉRDIDA, VALOR DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA	\$/kWh	
7	TASA DE DESCUENTO	%	ALTO IMPACTO, POR ALTAS INVERSIONES INICIALES Y RECUPERACIÓN A LARGO
8	COSTOS DEL HARDWARE (MEDIDORES INTELIGENTES, MODEMS GPR/PLC, ETC)	\$	ALTO IMPACTO
9	NUMERO DE MEDIDORES INTELIGENTES A INSTALAR	NUMERO	
10	COSTOS DE INSTALACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA	\$	ALTO IMPACTO
11	EXPECTATIVA DE VIDA UTIL DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA	AÑOS	ALTO IMPACTO
12	COSTO DE TOMA DE LECTURAS DE MEDIDORES	\$/AÑO	ALTO IMPACTO
13	TASA DE ENVIO DE COMUNICACIONES	%	
14	TASA DE INFLACIÓN	%	
15	REDUCCIÓN DE COSTOS ASOCIADOS A LA EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA	%	ALTO IMPACTO, POR REDUCCIÓN DE COSTOS
16	TIEMPO DE EJECUCIÓN	NUMERO DE MEDIDORES /AÑO	ALTO IMPACTO, POR VARIACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RECUPERACIÓN DEL CAPITAL.
17	PORCENTAJE DE MEDIDORES INSTALADOS EN LAS ZONAS URBANAS VS LAS ZONAS RURALES	%	ALTO IMPACTO, POR VARIACIÓN DE LOS TIEMPOS DE RECUPERACIÓN DEL
18	COSTO DEL COMBUSTIBLE	\$/ (TON - GAL)	

FUENTE: JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

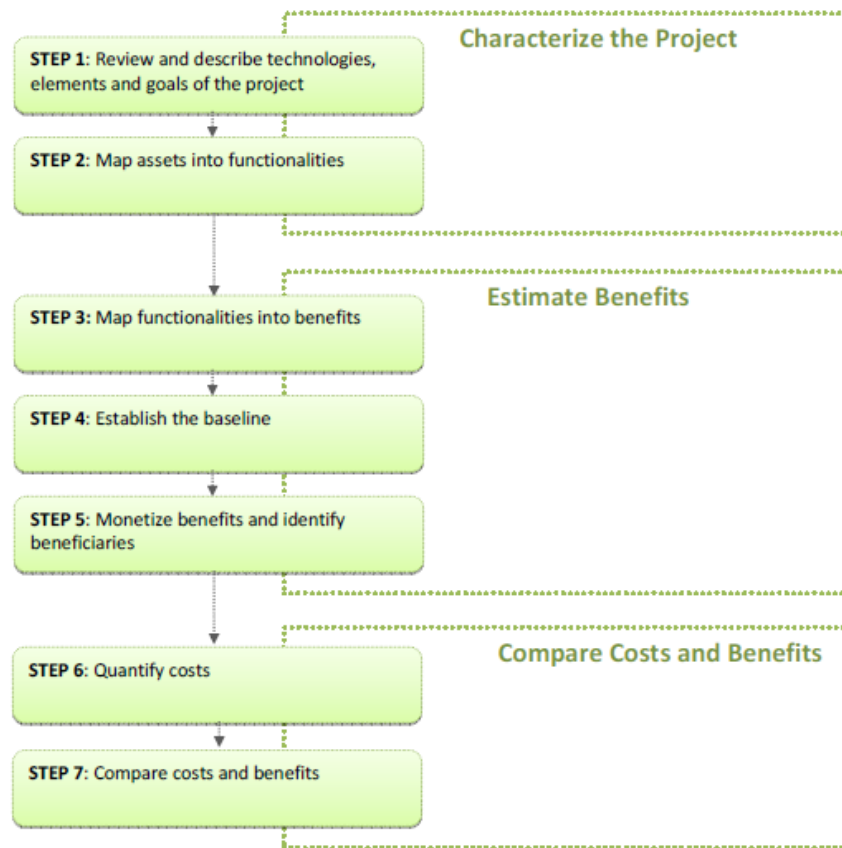
El detalle, frente a cada variable, en el momento de realizar el análisis, se puede observar en la guía referida; también existen otras variables importantes como la reducción de las emisiones de CO₂, etc.

5.1.3. Análisis del costo beneficio⁵⁵. Como ya se mencionó, este análisis, corresponde *al núcleo principal de la metodología* propuesta, por la guía, en la

⁵⁵ JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

estimación de dichos parámetros, en sistemas de medición avanzada, para ello, se basa en los siete pasos que se detallan en la Figura 17.

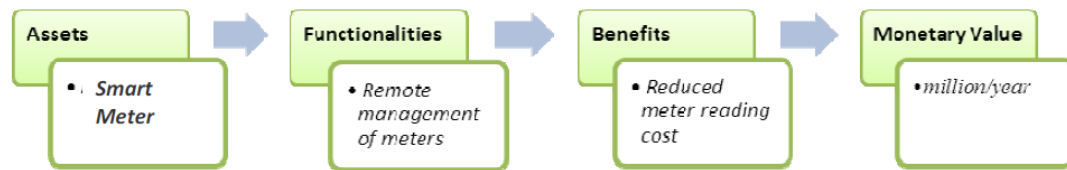
Figura 17: Detalle de la fase de análisis costo - beneficio. Estimación de los beneficios y costos



Fuente: JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

La idea principal de la metodología propuesta, es que los activos (dispositivos finales y en general la infraestructura completa) proporcionen un conjunto de funcionalidades que a su vez genere beneficios, que se puedan cuantificar y, estimar monetariamente como se muestra en la Figura 18; para finalmente realizar la comparación con los costos y gastos, y determinar la viabilidad económica general.

Figura 18. Obtención del valor monetario de los beneficios a partir de los activos



Fuente: JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

A continuación, se realiza una breve descripción de los siete pasos para llevar a cabo la estimación de costos y beneficios, de acuerdo con el diagrama presentado en la Figura 17.

5.1.3.1 Paso 1. Revisar y describir las tecnologías, los elementos y objetivos del escenario de estudio. El primer paso es proporcionar un resumen principal y describir los elementos y objetivos del proyecto en el escenario elegido. El cual debe estar claramente definido; lo anterior podría implicar el conocimiento de la siguiente información:

- Escala y dimensión del proyecto, por ejemplo número de clientes atendidos, consumo de energía anual.
- Características del tipo de ingeniería, por ejemplo tecnologías adoptadas, y funcionalidades de los componentes principales.
- Características de la red local, por ejemplo, extensión, nivel de tensión.
- Agentes que intervienen y se deben considerar, por su aporte en los costos y beneficios, por ejemplo tipo de cliente, datos de la empresa de servicios públicos.
- Objetivos precisos del proyecto y el impacto socio económico esperado.

5.1.3.2 Paso 2. Determinar activos y sus funcionalidades⁵⁶ El propósito de esta etapa, es determinar qué funcionalidades se activan o están presentes en los activos, desplegados en el escenario considerado, por ejemplo, los medidores inteligentes, infraestructura de comunicación, etc. Se debe considerar cada activo individualmente y examinar cómo podría contribuir a una funcionalidad determinada. Diferentes activos proporcionan diferentes tipos de funcionalidades que a su vez permiten los beneficios esperados. Si los activos desplegados y/o las funcionalidades habilitadas para el escenario no son claras, es probable que el análisis este incompleto.

La guía agrupa las funcionalidades en seis grandes grupos (33 funcionalidades en total). En la Tabla 8 se detallan tales funcionalidades y se presenta en el formato propuesto como ejemplo de identificación de activos por columnas y funcionalidades por filas. Debe tenerse también en cuenta que las 33 funcionalidades detalladas en la guía no están estrictamente ceñidas a los sistemas de medición avanzada, sino que también comprenden algunas propias de las redes inteligentes (por ejemplo, la reconfiguración de la red, análisis de flujos de potencia, control de tensión), lo cual hace más completo el análisis⁵⁷.

⁵⁶ *Ibíd.*

⁵⁷ F. J. L. ROJO Op. Cit.

Tabla 8. Modelo de determinación de funcionalidades por activos.

SERVICIOS Y FUNCIONALIDADES			ACTIVOS - ESCENARIOS				
			SMART METER	HAN MODULE	MDM	DSO WEB PORTAL	METER ASSET MANAGEMENT
INTEGRACIÓN DE USUARIOS CON NUEVOS REQUERIMIENTOS	1	Conexión a la red para todo tipo de dispositivos en cualquier nivel de tensión o localización					
	2	Uso de las funcionalidades de red para los usuarios en cualquier nivel de tensión o localización					
	3	Integración en sistemas de control y operación de red					
	4	Proporción de información sobre continuidad y calidad del suministro					
MEJORA DE LA EFICIENCIA EN LA OPERACIÓN DE LA RED	5	Identificación automática de incidencias, reconfiguración automática de la red, reducción de tiempos de afectación					
	6	Monitoreo y control de tensiones y de flujos de potencia					
	7	Monitoreo y observación de las redes hasta niveles de baja tensión					
	8	Mejora del seguimiento de los activos de la red					
	9	Identificación de pérdidas técnicas y no técnicas					
	10	Información sobre la generación y consumo de energía/potencia activa y reactiva					
SEGURIDAD EN LA RED, CONTROL Y CALIDAD DEL SUMINISTRO	11	Permitir a usuarios y agregados la participación en el mercado					
	12	Aplicación de esquemas de control de tensión e intensidad					
	13	Contribución a la seguridad del suministro con fuentes de generación intermitentes					
	14	Evaluación de la seguridad del sistema y gestión de medidas correctoras					
	15	Monitoreo de la seguridad, especialmente en entornos públicos					
	16	Soluciones para la respuesta a la demanda en periodos de tiempo determinados, para darle seguridad al sistema					
MEJOR PLANEACIÓN DE LAS FUTURAS	17	Mejores modelos de generación distribuida, almacenamiento, cargas flexibles y servicios auxiliares					
	18	Mejor gestión de activos y de planes de sustitución					
	19	Suministro de información adicional sobre calidad y consumos de energía para una mejor planeación					
MEJORA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO Y SERVICIO AL CLIENTE	20	Participación de todos los generadores conectados en el mercado					
	21	Participación de <i>Virtual Power Plants</i> y agregados en el mercado					
	22	Participación del cliente en el mercado					
	23	Abrir plataformas para propósitos de cargue de vehículos eléctricos					
	24	Mejora de los sistemas de operación: balance general, predicción, estimación, etc.					
	25	Soporte para la adopción de hábitos "inteligentes" y monitorización en el hogar, edificios, instalaciones de cliente, etc.					
	26	Proporción de información avanzada a los agentes conectados en caso de incidencias					
	27	Proporción de información a los consumidores en caso de incidencias					
MAYOR COMPROMISO DEL CONSUMIDOR CON EL USO DE LA ENERGÍA	28	Frecuencia suficiente de lectura de contadores					
	29	Gestión remota de contadores					
	30	Información de consumo y generación y señales de precio					
	31	Mejora de la información de uso de la energía					
	32	Mejora de la información de las fuentes de energía					
	33	Disponibilidad de información individualizada de continuidad de suministro y calidad de la energía					

FUENTE: AUTORES CON BASE EN - JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

5.1.3.3 Paso 3. Determinar los beneficios de las funcionalidades⁵⁸En este paso se considera cada funcionalidad individual, evaluando su contribución con cualquiera de los beneficios que figuran en la primera columna de la matriz de “beneficios de funcionalidades” (ver ANEXO VII de la guía). El análisis deberá continuar hasta que todas las funciones sean evaluadas. En la Tabla 9 se muestra la matriz de beneficios de funcionalidades.

Tabla 9. Matriz de beneficios de funcionalidades

BENEFICIOS		FUNCIONALIDADES																																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33			
BENEFICIOS SEGÚN EPRI	ECONOMICOS	OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE GENERACIÓN																																			
		DIFERIR O REDUCIR LA INVERSIÓN EN CAPACIDAD DE GENERACIÓN																																			
		REDUCCIÓN DE COSTOS EN SERVICIOS AUXILIARES																																			
		MENORES COSTOS POR CONGESTIÓN DE RED																																			
		DIFERIR O REDUCIR LA INVERSIÓN EN CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN																																			
		DIFERIR O REDUCIR LA INVERSIÓN EN CAPACIDAD DE DISTRIBUCIÓN																																			
		REDUCCIÓN DE FALLAS EN EQUIPOS																																			
		REDUCCIÓN DE COSTOS POR MANTENIMIENTO EN EQUIPOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN																																			
		REDUCCIÓN DE COSTOS POR OPERACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN																																			
		REDUCCIÓN EN COSTOS POR LECTURAS DE MEDIDORES																																			
	REDUCCIÓN DE FRAUDES DE ENERGÍA																																				
	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA																																				
	REDUCCIÓN DE ANOMALIAS EN POTENCIA CONTRATADA																																				
	REDUCCIÓN DEL COSTO DE ENERGÍA																																				
	CONFIABILIDAD	REDUCCIÓN DE INTERRUPCIONES SOSTENIDAS																																			
		REDUCCIÓN DE INTERRUPCIONES PRINCIPALES																																			
		REDUCCIÓN DE COSTES DE RESTAURACIÓN DEL SERVICIO																																			
		REDUCCIÓN DE INTERRUPCIONES MOMENTANEAS																																			
		REDUCCIÓN DE HUECOS Y ELEVACIONES DE TENSIÓN																																			
	MEDIO AMBIENTE	REDUCCION DE EMISIONES DE CO2																																			
REDUCCIÓN DE EMISIONES Sox, Nox, y PM10																																					
SEGURIDAD	REDUCCIÓN DE COMBUSTIBLE DE ORIGEN FOSIL																																				
	REDUCCIÓN DE INTERRUPCIONES A GRAN ESCALA																																				

FUENTE: AUTORES CON BASE EN - JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

5.1.3.4 Paso 4. Establecer el escenario base⁵⁹. El objetivo de establecer el escenario base, es definir formalmente el "estado de referencia" que se tendría de

⁵⁸ JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

⁵⁹ Ibid.

no haberse dado ninguno de los escenarios de evaluación considerados. Esta es la situación de partida, con la que todos los otros escenarios del análisis se deberán comparar.

El análisis de cualquier proyecto de inversión se basa en la diferencia entre los costos y beneficios asociados al escenario base habitual y aquellos asociados con la aplicación de otros escenarios; teniendo como horizonte temporal para el análisis, la vida útil del sistema de medición avanzada.

5.1.3.5 Paso 5. Cuantificar beneficios e identificar beneficiarios⁶⁰ Este paso abarca la identificación y cuantificación económica de los beneficios, ***una vez se hallan definido según la matriz del paso 3***, atendiendo a toda la cadena de valor y a los actores intervinientes implicados.

Puesto que existen diferentes ópticas dependiendo del agente evaluador así como del grupo de interés, el enfoque de esta monografía se orienta hacia la perspectiva de una empresa de servicios públicos.

La guía en referencia sugiere algunas ecuaciones para la cuantificación monetaria de los beneficios relacionados con la implementación de proyectos de medición inteligente (ver Tabla 10). No obstante se advierte, que el análisis se maximiza y se hace íntegro, cuando se realiza desde la óptica de las “Smart Grid” como un todo.

Vale la pena aclarar que los beneficios de la tabla en cuestión deberán adaptarse a la región o entorno donde se pretendan emplear sistemas de medición avanzada, así mismo los beneficios y su cuantificación deberán reflejar las condiciones reales del entorno, por lo que cada análisis ***costo – beneficio*** es muy particular. Por lo que se recomienda que:

⁶⁰ Ibid.

- Los beneficios cuantificados han de ser aquellos resultados del escenario considerado.
- Deben considerarse beneficios significativos, relevantes para el análisis y transparentes para la cuantificación.
- La cuantificación de beneficios debe documentarse y realizarse de manera clara.
- Deben acotarse los beneficios de la manera más clara posible, evitando solapamientos o carencias;
- Deben identificarse los beneficiarios asociados con cada beneficio y, de ser posible, con una cuantificación de cómo se reparte entre ellos.

Tabla 10 Tabla de ecuaciones para cuantificar monetariamente algunos beneficios

BENEFICIOS	SUB-BENEFICIOS	FORMULA SUGERIDA PARA EL CALCULO MONETARIO
REDUCCIÓN EN COSTOS DE TOMAS DE LECTURAS Y OPERACIÓN DE MEDIDORES	REDUCCIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE MEDIDORES	$Valor (US\$) = [Reducción de costos por operación remota del medidor (US\$/Año) - Reducción de costos por operación remota del medidor (US\$/Año) * Tasa de fallas en comunicaciones (%)] Escenario i$
	REDUCCIÓN DE COSTOS POR LECTURA DE MEDIDORES	$Valor (US\$) = [Costos de la toma de lectura en sitio convencional (US\$)]Escenario base - [Costos de la obtención de lecturas dispersas (US\$)]Escenario i$ Donde: o [Costos de la toma de lectura en sitio convencional (US\\$)]Escenario base = N° de clientes BT * Valor del costo historico de la lectura (US\$) o [Costos de la obtención de lecturas dispersas (US\\$)]Escenario i = [N° de clientes BT * % de clientes que no se incluyen en el escenario i * Costo promedio del valor de la lectura dispersa por cliente (US\$/cliente)]+ [N° de clientes en BT * % de clientes incluidos en el escenario i * Tasa de falla en comunicaciones (%) * Costo promedio del valor de la lectura dispersa por cliente (US\$/cliente)]. Comentario: Para éste cálculo, se tuvo en cuenta dos clases de clientes: Los clientes no incluidos en la implementación del sistema , y los clientes incluidos en la implementación, pero que podrian, experimentar fallas de comunicaciones de la lectura a distancia.
	REDUCCIÓN DE COSTOS EN FACTURACIÓN	$Valor (US\$) = [N° de clientes en BT * Costo de facturación/cliente/año (US\$)]Escenario base - [N° de clientes en BT * Costo de facturación/cliente/año (US\$)]Escenario i$
	REDUCCIÓN DE COSTOS EN ATENCIÓN AL CLIENTE	$Valor (US\$) = [N° de clientes en BT * Costo historico de atención al cliente/cliente/año (US\$)]Escenario base - [N° de clientes en BT * Costo historico de atención al cliente/cliente/año (US\$)]Escenario i$ Comentario: Se espera una reducción en las reclamaciones gracias a la facturación basada en lecturas reales, y que parte de las consultas puedan solventarse remotamente y de manera más fácil
REDUCCIÓN LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMEINTO	REDUCCIÓN DE COSTOS POR MANTENIMEINTO DE ACTIVOS	$Valor (US) = [Costos directos por manteneimeinto de activos (US\$/año)]Escenario base - [Costos directos por manteneimeinto de activos (US\$/año)]Escenario i$ Comentario: Las ventajas se refieren a la reducción de costos debidas el seguimiento y la información de la red en tiempo real , la detección más rápida de anomalías y la reducción en tiempo para la restauración del suministro, asi como la de evitar enviar el personal a los sitios.
	REDUCCIÓN EN COSTOS POR PROLONGACIÓN DE LA VIDA UTIL DE ACTIVOS	$Valor (US\$) = [Costo de equipos averiados (US\$)]Escenario base - [Costo de equipos averiados (US\$)]Escenario i$ Comentario: Debido al mejor conocimiento y gestión de la distribución de la carga en la red, es probable que se presenten menos daños. El valor del beneficio puede ser estimado considerando la reducción esperada en el número de equipos que requieren de reemplazo y el costo medio de los equipos.

BENEFICIOS	SUB-BENEFICIOS	FORMULA SUGERIDA PARA EL CALCULO MONETARIO
INVERSION DIFERIDA EN ACTIVOS DE RED DE DISTRIBUCIÓN	DIFERIR LA INVERSIÓN EN ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN POR REMUNERACIÓN DE ACTIVOS	<p><i>Valor (US\$) = Inversión anual para soportar la capacidad creciente (US\$/año) * Tiempo diferido (N° de años) * Tasa de remuneración de la inversión de activos dada por la regulación del sector (%)</i></p> <p>Comentario: El valor calculado representa un costo que se evitaría, en el sistema de distribución, por disminuciones del consumo, cambio de hábitos desplazando los picos de demanda, utilización de tarifas diferenciadas etc, con un impacto positivo sobre las tarifas.</p>
	DIFERIR LA INVERSIÓN EN ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN POR AMORTIZACIÓN DE ACTIVOS	<p><i>Valor (US\$) = Inversión anual para compensar la capacidad creciente (US\$/año) * Tiempo diferido (N° de años) * N° de años para amortizar activos</i></p> <p>Comentario: Este cálculo tiene en cuenta el aplazamiento de las amortizaciones de activos de capacidad adicionales que no se van a instalar; se supone que la tasa es de 1 / x por año (es decir, x años se amortizara el capital por capacidad adicional)</p>
INVERSION DIFERIDA EN ACTIVOS DE TRANSMISIÓN	DIFERIR LA INVERSIÓN EN ACTIVOS DE TRANSMISIÓN POR REMUNERACIÓN DE ACTIVOS	<p><i>Valor (US\$) = Inversión anual para soportar la capacidad creciente (US\$/año) * Tiempo diferido (N° de años) * Tasa de remuneración de la inversión de activos dada por la regulación del sector (%)</i></p>
	DIFERIR LA INVERSIÓN EN ACTIVOS DE TRANSMISIÓN POR AMORTIZACIÓN DE ACTIVOS	<p><i>Valor (US\$) = Inversión anual para compensar la capacidad creciente (US\$/año) * Tiempo diferido (N° de años) * N° de años para amortizar activos</i></p>
INVERSION DIFERIDA EN ACTIVOS DE GENERACIÓN	INVERSIONES EN GENERACIÓN PARA LAS PLANTAS CON CARGA MÁXIMA	<p><i>Valor (US\$) = Inversión anual para compensar la carga máxima (peak load) (US\$/año) * Tiempo a diferir (N° de años)</i></p> <p>Comentario: Tiene en cuenta el precio de la unidad marginal en momentos de alta demanda y asume que el aplazamiento en generación se basa en la reducción de la demanda máxima</p>
	INVERSIÓN DIFERIDA EN CAPACIDAD RODANTE DE GENERACIÓN	<p><i>Valor (US\$) = Inversión anual en reserva rodante en generación (US\$/año) * Tiempo a diferir (N° de años)</i></p> <p>Comentario: Se considera la disponibilidad de otras herramientas alternativas para respuesta rápida a las variaciones de demanda</p>

BENEFICIOS	SUB-BENEFICIOS	FORMULA SUGERIDA PARA EL CALCULO MONETARIO
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	AHORRO POR REDUCCIÓN DE PERDIDAS TÉCNICAS	<p><i>Valor (US\$) = Reducción de pérdidas técnicas por sistemas eficientes (US\$/año) + Reducción de pérdidas con base en control de tensión (US\$/año) + Reducción de pérdidas técnicas a nivel de transmisión (US\$/año)</i></p> <p>Comentario: Están relacionados con i) la eficiencia energética por reducción del consumo, la transferencia de demandas picos a nivel de distribución; por mejoramiento del equilibrio entre fases; mayor presencia de recursos distribuidos (micro- generación); control de tensión; y la reducción del consumo a nivel de transmisión. Una forma de estimar las reducciones de pérdidas técnicas es el uso de simuladores.</p>
AHORRO EN COSTOS DE ELECTRICIDAD	AHORROS POR REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA	<p><i>Valor (US\$) = Precio medio de la energía (US\$/MWh) * Consumo total de energía a nivel BT (MWh) * Tasa estimada en reducción del consumo en el escenario i (%)</i></p> <p>Comentario: Estudios recientes, muestran que AMI, podría contribuir a una reducción del consumo de entre el 2 % y 10 %, dependiendo de las herramientas utilizadas para motivar la respuesta de la demanda y la eficiencia energética, por ejemplo, en el hogar, las pantallas y las tarifas dinámicas, alertas, portales web, etc.)</p>
	TRANSFERENCIA DE CARGA PICO	<p><i>Valor (US\$) = Precio marginal de la energía en momentos pico (US\$/MWh) * % de carga transferida en momentos pico (%) * Energía total consumida en nivel BT (MWh)</i></p> <p>Comentario: La introducción de nuevos planes tarifarios e información detallada en tiempo real sobre el consumo esperado, puede incentivar a los clientes a cambiar parte de su consumo a los períodos de menor actividad. El porcentaje de transferencia de carga pico necesita ser estimado.</p>
REDUCCIÓN DE PERDIDAS NO TÉCNICAS	RECUPERACIÓN DE INGRESOS POR ENERGÍA NO FACTURADA (FRAUDES)	<p><i>Valor (US\$) = % de clientes con irregularidades (%) * Valor del precio promedio de la energía no registrada al cliente (US\$/cliente) * N° de clientes totales (N° de clientes)</i></p> <p>Comentario: Para el cálculo de este beneficio, el escenario debe realizar un seguimiento de las pérdidas no técnicas incurridas en los dos escenarios 0 y 1.</p>
	INGRESOS POR FRAUDE EN POTENCIA CONTRATADA	<p><i>Valor (US\$) = % de clientes con fraude en la potencia contratada (%) * Valor del precio de potencia contratada y no pagada por el cliente (US\$/cliente) * N° de clientes totales (N° de clientes)</i></p> <p>Comentarios: Aplicaría para los países donde apliquen los contratos por potencia. De la misma manera el cálculo se debe aplicar en los dos escenarios</p>
	INGRESOS POR INCREMENTO EN POTENCIA CONTRATADA (REAL)	<p><i>Valor (US\$) = % de clientes que solicitan el aumento de potencia contratada, después de AMI (%) * valor medio estimado de los ingresos recuperados debido a los incrementos de potencia contratada (US\$) * N° total de clientes por BT (N° de clientes)</i></p>

BENEFICIOS	SUB-BENEFICIOS	FORMULA SUGERIDA PARA EL CALCULO MONETARIO
REDUCCIÓN DE TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN (thanks to advanced monitoring and real-time network information)	VALOR DEL SERVICIO	$Valor (US\$) = Energía\ total\ consumida\ en\ MT\ y\ BT\ (MWh) / Minutos\ por\ año\ (min / año) * Valor\ medio\ de\ interrupciones\ en\ minutos\ al\ año\ (minutos/año) * Valor\ medio\ de\ la\ energía\ no\ suministrada\ (US\$/MWh) * \% \text{disminución de los tiempos de interrupciones} (\%)$
	RECUPERACIÓN DE INGRESOS DEBIDO A LA REDUCCIÓN DE INTERRUPCIONES	$Valor (US\$) = Ingresos\ anuales\ en\ BT\ (US\$) / Minutos\ al\ año\ (min / año) * Interrupciones\ promedio\ en\ minutos\ al\ año\ (min / año) * \% \text{disminución en los tiempos de interrupciones} (\%)$ Comentario: se refiere al aumento de los ingresos del proveedor debido a una reducción en tiempos de interrupción.
	AHORROS POR REDUCCIÓN DE COMPENSACIONES AL CLIENTE	$Valor (US\$) = Promedio\ anual\ de\ compensaciones\ a\ clientes\ (US\$/year) * \% \text{Reducción de clientes compensados}$
REDUCCIÓN DE EMISIÓN DE CO2	REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2, POR REDUCCIÓN DE PERDIDAS EN LAS LINEAS	$Valor (US\$) = [Perdidas\ en\ las\ líneas\ (MWh) * Contenido\ de\ CO2\ (tons/MWh) * Valor\ de\ CO2\ (US\$/ton)] Escenario\ Base - [Perdidas\ en\ las\ líneas\ (MWh) * Contenido\ de\ CO2\ (tons/MWh) * Valor\ de\ CO2\ (US\$/ton)] Escenario\ i$ Comentario: deben en evaluarse caso por caso debida a la complejidad de us estimación.
	REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2 DEBIDO A LA AMPLIA DIFUSIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN DE BAJO CARBONO	$Valor (US\$) = [Emisiones\ de\ CO2\ (tons) * Valor\ de\ CO2\ (US\$/ton)] Escenario\ base - [Emisiones\ de\ CO2\ (tons) * Valor\ de\ CO2\ (US\$/ton)] Escenario\ i$ Comentario: debido a una mayor difusión de las energías renovables fuentes de energía y la generación distribuida.
	REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2 DEBIDO A LA REDUCCIÓN DE PERSONAL A CAMPO EN VEHICULOS	$Valor (US\$) = N^{\circ}\ de\ litros\ de\ combustible\ ahorrados\ (lt) * Costo\ por\ litro\ de\ combustible\ (US\$ / lt)$ Comentario: Es necesario definir la reducción de kilometraje de vehiculos y, el consumo promedio.

FUENTE: AUTORES CON BASE EN - JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

5.1.3.6 Paso 6. Identificar y cuantificar costos⁶¹ Algunos costos son determinados única y exclusivamente por la empresa de servicios que lleva a cabo

⁶¹ Ibid.

la medición inteligente, mientras que otros son normalmente fáciles de estimar, ya que sus precios, se pueden obtener en el mercado.

Los costos deberán incluir el capital empleado, la operación y el mantenimiento, a incurrir durante toda la vida útil del proyecto, con el fin de evaluar correctamente la recuperación de la inversión. En general la guía en referencia recomienda:

- Los costos deberán representar a los efectivamente contenidos en el escenario proyectado.
- El cálculo de los costos debe ser transparente y estar claramente documentado.
- Los costos de “transición” (por ejemplo, el reemplazo de los medidores tradicionales antes del cumplimiento de su vida útil) deben ser considerados y reportados.
- El nivel de incertidumbre asociada a la estimación de los costos debe ser documentada y soportada debidamente.
- Identificar y estimar cuantitativamente, los costos asociados a las diferentes partes interesadas con sus cuotas correspondientes (consumidores, los operadores del sistema, de la sociedad, minoristas, etc.).
- Los costos de operación también podrían incluir inversiones en proyectos piloto que resulten necesarias para fundamentar las estimaciones de costo-beneficio antes de que el proyecto se implemente.
- Inversiones “evitadas” en medidores convencionales, se utiliza como costos "negativos", por lo tanto corresponderá a un beneficio, que necesitará ser descontado (de acuerdo con el calendario de instalación de medidores convencionales que habría tenido lugar sin la medición inteligente puesta en marcha) y se añade a los beneficios calculados en el paso 5.
- Inversiones “evitadas” para apoyar la futura aplicación de red inteligente debe ser debidamente descontado y se añade a los beneficios calculados en el paso 5.

- La elección de la tasa de amortización depende de la velocidad de envejecimiento, la tecnología y de los supuestos sobre las condiciones del mercado.

Como en los pasos anteriores, la guía presenta, diferentes categorías de costos asociados a la implementación de contadores inteligentes. Los cuales se detallan en la Tabla 11.

Tabla 11. Tabla de muestra de costos a considerar

CATEGORIA GENERAL	COSTO
COSTOS ASOCIADOS AL CAPITAL (ACTIVOS FIJOS)	INVERSIÓN EN AMI
	INVERSIÓN EN SISTEMAS DE INFORMACIÓN
	INVERSIÓN EN SISTEMAS DE COMUNICACIÓN
	INVERSIÓN EN SISTEMAS DE INFORMACIÓN AL USUARIO (DISPLAYS EN LAS CASAS) SI APLICA
	GENERACIÓN
	TRANSMISIÓN
	DISTRIBUCIÓN
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	INVERSIÓN EVITADA EN MEDIDORES CONVENCIONALES
	MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES
	GESTIÓN DE LOS ACTIVOS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES
	TRANSMISIÓN DE DATOS (GPR, RF...)
	GESTIÓN DE ESCENARIOS
	REEMPLAZO - REPARACIÓN . MANTENIMIENTO - INSPECCIÓN POR DAÑO DEL O PARTES SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE (ES INCREMENTAL)
	REDUCCIÓN DE INGRESOS A CAUSA DE CONSUMOS EFICIENTES
	GENERACIÓN
	TRANSMISIÓN
	DISTRIBUCIÓN
	MEDIDORES INTELIGENTES ASOCIADOS A LA ATENCIÓN AL USUARIO
CONFIABILIDAD	ENTRENAMIENTO DEL PERSONAL
MEDIOAMBIENTE	REPOSICIÓN DE EQUIPOS
ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO	PERMISOS DE OPERACIÓN , EQUIPOS DE CONTROL DE EMISIONES DE CO2
	COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN
OTROS	COMBUSTIBLES PARA TRANSPORTE Y OPERACIÓN
	COSTOS HUNDIDOS DE ELEMENTOS PREVIAMENTE INSTALADOS QUE NO TIENEN APLICACIÓN

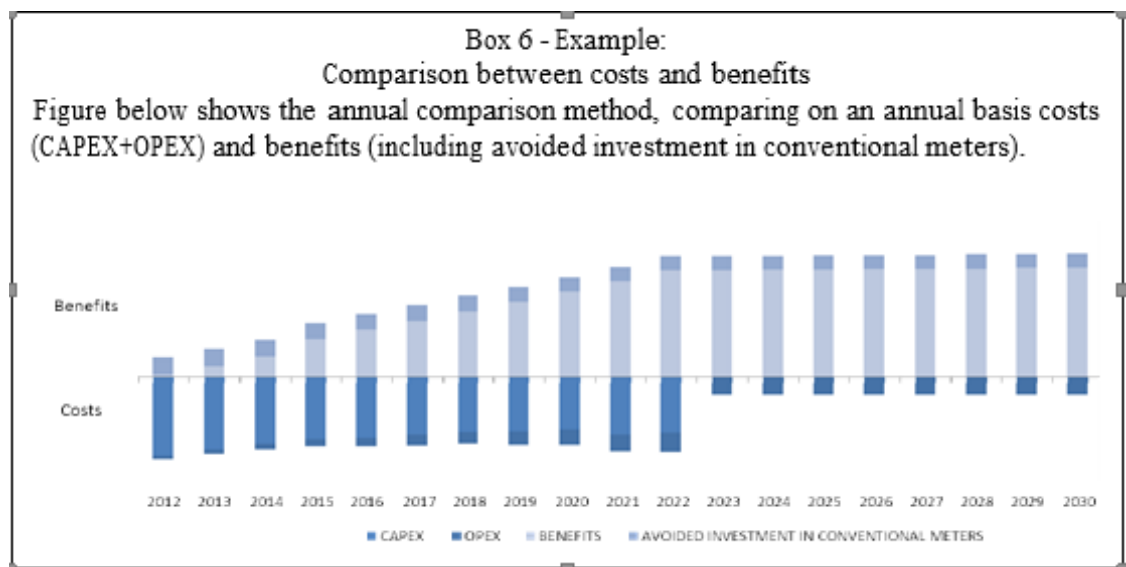
Fuente: AUTORES CON BASE EN - JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

5.1.3.7 Paso 7. Comparar costos y beneficios⁶² Una vez que los costos y los beneficios se han estimado apropiadamente, hay varias maneras de compararlos con el fin de evaluar la efectividad del escenario. Entre los métodos más comunes se incluyen:

- Valor presente neto VPN.
- Tasa interna de retorno TIR.
- Razón costo – beneficio

La Figura 19 muestra un ejemplo de presentación de la relación costos y beneficios.

Figura 19: Ejemplo de presentación de costos y beneficios



FUENTE: JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012

5.1.4 Análisis de sensibilidad⁶³ El análisis de sensibilidad, como ya es conocido, indica en qué medida la rentabilidad de un escenario puede verse afectada por desviaciones en las variables concluyentes del proyecto. Este análisis es

⁶² Ibid.

⁶³ Ibid.

comúnmente representado por cambios en la tasa interna de retorno (TIR) o el valor actual neto (VAN).

Un análisis de sensibilidad puede considerar diversos beneficios principales y todos los costos de una vez en un análisis o mediante combinaciones.

Finalmente, el resultado del análisis de sensibilidad debe conllevar a identificar el rango de valores, para cada parámetro considerado, que permiten a un resultado positivo del análisis **costo-beneficio** (por ejemplo, la relación beneficio/costo mayor que uno).

5.1.5 Análisis cualitativo⁶⁴ La última directriz de la guía, para llevar a cabo el análisis costo–beneficio de manera integral, gira en torno a la realización de una evaluación de tipo cualitativo (no monetaria), del impacto del proyecto, en el escenario considerado.

En este sentido la guía, establece dos factores sobre los que debería basarse dicho análisis y corresponden a:

- La realización de una evaluación de desempeño sobre el escenario considerado, en términos de resultados esperados con base en los objetivos y políticas de la organización, mediante la determinación de indicadores de rendimiento; para más detalles ver metodología en la guía de referencia.
- La identificación y evaluación de los impactos (externalidades), tanto en el sistema eléctrico, por ejemplo con la creación de nuevos servicios y aplicaciones, como en la sociedad, en temas relacionados con la aceptación social de las nuevas tecnologías, la creación de nuevos empleos, la participación activa de los usuarios etc.

⁶⁴ Ibid.

En cualquier caso, estos resultados cualitativos no condicionarán la viabilidad de la inversión, ni la relación costo-beneficio del proyecto en términos económicos, pero componen un marco con el que se valora el impacto que indirectamente este tipo de implementaciones tiene en una amplia serie de variables, algo que debe ser tenido en cuenta, pues podrá repercutir en beneficios o perjuicios para otros agentes.

5.2 IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE AMI

Como se mencionó anteriormente, los impactos pueden ser técnicos y directos sobre el sistema eléctrico en general, y de tipo social (medioambiental); cuantificables o no, medibles o no; y deben hacer parte de una evaluación integral. También y como la guía en referencia del “Joint Research Centre (JRC)”, sugiere, es conveniente en la medida de lo posible desarrollar indicadores coherentes para su control.

5.2.1 Impactos sobre el sistema eléctrico Básicamente se condensarían en la ***optimización del uso de las infraestructuras de generación, transporte y distribución***, debido a la adición en capacidad de generación distribuida, máximas demandas cubiertas en las redes sin riesgos de congestión, energía procedente de fuentes renovables, control de parámetros en tiempo real, control de la información, planeación e inversión eficientes, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, mejoras en eficiencia energética y calidad de la energía (reducción en interrupciones, detección de fallas), ampliación de vida útil de equipos, diversidad en tarifas de energía, mejoramiento de la estabilidad del sistema; en fin los impactos sobre el sistema eléctrico se podrían evidenciar en el seguimiento y control a los beneficios que la implementación de AMI le generaría al sistema y que ya se detallaron en numerales anteriores.

5.2.2 Impacto social general. En éste entorno se tendría:

- Mejoras en el acceso a la información: Consulta de información en tiempo real, incluida la facturación, y avanzada (procedencias de energía, precios etc.), a través de diferentes aplicaciones.
- Mejoras de la eficiencia en el servicio al cliente: Por gestión remota ágil y oportuna, evitando la interacción presencial.
- Flexibilidad en tarifas y conexión al usuario: Por mayor abanico de opciones y disponibilidad permanente a cambios del usuario, acceso y conexión a la red de todo tipo de usuarios.
- Creación de empleo: Oportunidad de empleo a lo largo de toda la cadena de valor.
- Mejoras en la percepción de transparencia y seguridad.
- Mejoras en la reclamación y compensación de las reclamaciones.
- Mejoras en la conciencia del usuario.

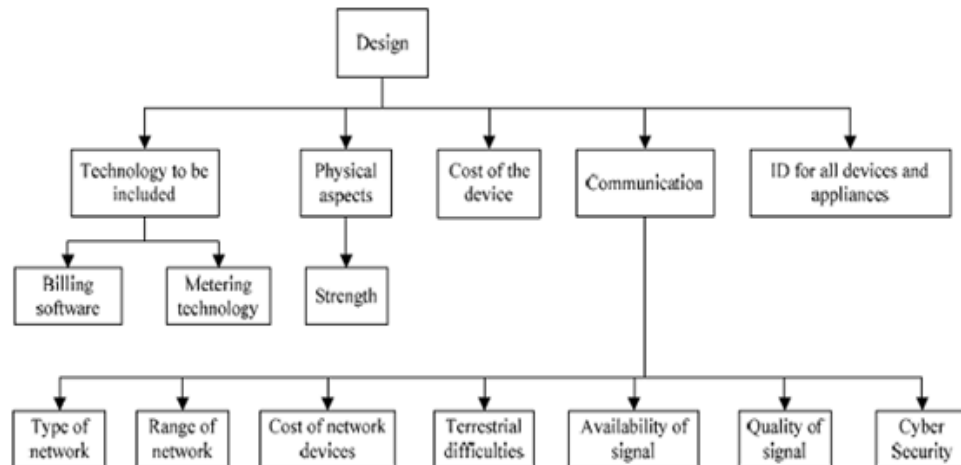
5.2.3 Impacto medioambiental. Los impactos en el entorno medioambiental, básicamente y como ya se mencionó apuntan al sostenimiento racional, contribuyendo activamente en reducir las emisiones de CO₂ y/o de efecto invernadero, reducción de accidentes y riesgos asociados a la generación convencional como la minería extractiva y en general a la contribución en el des aceleramiento del calentamiento global.

5.3 PROBLEMAS RELACIONADOS CON AMI.

Al igual que con la incorporación que cualquier nuevo producto, la integración de los medidores inteligentes en AMI presenta inconvenientes del tipo técnico, normativo y cultural. Todos estos tipos de problemas deben ser considerados de manera adecuada para lograr el éxito en la implantación del nuevo producto o servicio.

5.3.1 Problemas técnicos relacionados con los medidores inteligentes Este tipo de inconvenientes afecta directamente la operación eficaz de un sistema de medición inteligente, ya que involucra situaciones como la interoperabilidad entre los medidores como: La poca de capacidad de las redes de comunicación, la mala calidad de software, las posibles brechas de seguridad en torno a los datos transmitidos, la inyección de armónicos, la presencia de congestión de las redes eléctricas, el fraude, las limitaciones en la cobertura, los daños físicos en los cables de comunicación, entre otros. En la Figura 20 se muestran algunos problemas técnicos relacionados con el diseño de un sistema de medición inteligente.

Figura 20. Problemas de diseño en un sistema de medición inteligente.



Fuente: “Smart Meters for Power Grid – Challenges, Issues, Advantages and Status” Soma Shekara Sreenadh Reddy Depuru; Lingfeng Wang; Vijay Devabhaktuni; Nikhil Gudi.

5.3.2 Problemas normativos relacionados con los medidores inteligentes En la actualidad desafortunadamente no se cuenta con la regulación suficiente, con la

normalización adecuada y con la disposición política necesaria para llevar a cabo la implantación masiva de esta tecnología⁶⁵.

5.3.3 Problemas culturales relacionados con los medidores Este tipo de inconvenientes está más directamente relacionado con los usuarios del sistema de energía eléctrica, ya que deben soportar el periodo de transición del sector eléctrico y los cambios que este periodo representa. Es normal que inconvenientes de este tipo se presenten, ya que cambios en las costumbres comunes de las personas normalmente toman periodos de tiempo apreciables, para lo cual es de vital importancia la implementación de programas de capacitación que ayuden a suavizar el impacto de proyectos de este tipo.

⁶⁵ Alabdulkarim, L.O.; Lukszo, Z., Member,IEEE "Smart Metering for the Future Energy Systems in the Netherlands" Marzo 2009.

6. CONCLUSIONES

El objetivo de esta monografía es el estudio, análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI dentro del área de influencia de una empresa distribuidora de energía. El sistema AMI permitirá realizar: lecturas, cortes, y reconexiones de manera remota disminuyendo los gastos operativos que estas tareas conllevan, adicionalmente este sistema es bastante útil para el control de pérdidas eléctricas no técnicas, las cuales crean pérdidas económicas a las empresas distribuidoras y al país en general, por lo que se analiza y cuantifica todos los recursos necesarios para realizar su implementación.

Un proyecto AMI tiene sentido solo si se demuestra la recuperación de pérdidas de energía eléctrica, pues este tipo de inversión tecnológica no puede ser justificado únicamente en términos de mejoramiento de la calidad y confiabilidad del suministro de potencia y del beneficio al usuario. Un factor de incidencia fundamental en el retorno de inversión de un proyecto AMI es el mejoramiento de las pérdidas comerciales.

La elección de la red para medición inteligente se basa en el análisis de la infraestructura necesaria para comunicar los medidores al concentrador y depende únicamente de la tecnología de comunicaciones que se implementa. Por esta razón se concluye que la menor inversión en infraestructura se realiza al utilizar la red celular ya que brinda gran capacidad de cobertura y permite escalabilidad para nuevos dispositivos evitando gastos en la implementación de torres de comunicaciones, concentradores, repetidores de las señales enviadas por los medidores inteligentes.

Una vez elegida la mejor solución, en función de las necesidades actuales y las prestaciones futuras, se procede a establecer a los clientes beneficiados por el sistema AMI, utilizando como red de transporte la infraestructura de comunicaciones propiedad de la empresa, y en las zonas donde no exista una red de comunicaciones, se propone soluciones que se acoplen a los equipos de medición de la mejor manera, considerando parámetros técnicos y económicos.

Con los sistemas AMI, y el desarrollo de energías renovables, los clientes pasarán de ser consumidores pasivos, para volverse pequeños generadores, lo cual conlleva a que las redes eléctricas se conviertan en redes bidireccionales, por lo que los organismos de legislación y control desde ya deberían crear las regulaciones respectivas.

Con la implementación del sistema AMI la empresa distribuidora de energía eléctrica da el primer paso para la consecución de las redes inteligentes, que permiten una nueva forma de operación de los sistemas eléctricos, empezando desde la distribución, transmisión y generación.

Con los medidores inteligentes se podrá calcular el consumo no solo en base a una totalización mensual del consumo, sino adicionalmente se podrá calcular el consumo en base a discriminación horaria, o la tarificación por temporadas.

Se requieren cambios y ajustes a las actuales normas regulatorias del sector, que faciliten la ejecución de estos proyectos y garanticen beneficios para las empresas, los consumidores y la sociedad.

BIBLIOGRAFÍA

AHMAD S. "Smart Metering and Home Automation Solutions for the Next Decade". Secure Meters Ltd., India. Abril 2011.

Alabdulkarim, L.O.; Lukszo, Z., Member,IEEE "Smart Metering for the Future Energy Systems in the Netherlands" Marzo 2009.

Albretsen, Aleksander, "Investigate M2M-related communication standards that exist on the global market today", tesis, Agder University Collage, junio de 2006, Grimstad, Noruega.

Bai Xiao-min; Meng Jun-xia; Zhu Ning-hui "Functional Analysis of Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid". Electric Power Research Institute CEPRI, Beijing, China. Octubre 2010.

Chen Hong ; Zhu Feifei ; Jin Hong ; Zhu Ping. "Design of the Two-way Smart Meter Based on Industrial Ethernet ". College of Energy and Power Engineering, Yangzhou University Yang Zhou, China. Beichen Electric Company Limited Yang Zhou, China. Septiembre 2011.

D. Dahle, 2009, February, 11, "A brief history of meter companies and meter evolution" [En línea]. Disponible: <http://watthourmeters.com/history.html>

D. Martell, "Decoder Circuits For Shaft Encoder Apparatus", U.S. Patent 3750156, Jul. 7 1973.

E. Thomson, "Electric Meter", U.S. Pat. 448280, Filed 20 Nov. 1890.

Echelon, "Making Devices Smart and the Grid Smarter", GSA Expo, October 2009 [En línea]. Disponible: <http://www.gsaglobal.org/resources/presentations/index.asp>

EPRI Electric Power Research Institute Advanced Metering Infrastructure (AMI) [En línea]. - Febrero de 2007. - Mayo de 2010. - <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>.

European Smart Metering Alliance. [En línea]. Disponible: www.esmahome.eu/

F. J. L. ROJO, Análisis regulatorio, técnico y económico de los sistemas de medida inteligente, Sevilla: escuela técnica superior de ingeniería, 2013.

Federal Energy Regulatory Commission staff report, "Assessment of Demand Response and Advanced Metering" (Docket AD06-2-000). U.S. Department of Energy, 2006. Pag. 20.

FERC Federal Energy Regulatory Commission Assessment of Demand Response and Advanced Metering [En línea]. - Septiembre de 2007. - Septiembre de 2010. - <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/09-07-demand-response.pdf>.

G. ELECTRIC, Guía de referencia técnica del medidor I-210+C, General Electric, 204.

G. Theodoros, "Apparatus and method for remote sensor monitoring, metering and control", U.S. Patent 4241237, Dec. 12 1980.

G. Theodoros, "Apparatus and method for remote sensor monitoring, metering and control", U.S. Patent 4455453, Jun. 6 1984.

G. VIDRIO, “Infraestructura de medición avanzada (AMI), en las redes inteligentes”, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. Julio de 2011.

Harrison, Simon, “SRMS and Beyond - Local Communication Development”, versión 021, Energy Retail Association (ERA), Gran Bretaña, abril de 2008, <http://www.scribd.com/doc/2544872/SRSM-Local-Communications-Development-0-2-1-Clean>. Última visita: mayo de 2008.

Hawkins, “Electrical guide number seven”, THEO. AUDEL & CO.,

HP Davis & F. Conrad, “Electric meter and motor”, US Pat. 608842 - Filed 18 Jun 1898.

I. S. IEC-61968-9, “Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 9: Interfaces for meter reading and control”, GINEBRA/SUIZA: IEC, 2009.

Informe 23/2009 de la CNE solicitado por la Secretaria de Estado de Energía Sobre la propuesta de orden por la que se Establece el “Plan Contador”, Comisión Nacional de energía 20 jul 2009 [en línea] disponible en: www.cue.es/cne/doc/publicaciones/cne/19_09.pdf

ITRON, Medidor multifunción Sentinel, México D.F.: Itron, 2013.

J. Alvarado, Tesis de maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia - Servicios de Medición Avanzada (AMI) para Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco de la Legislación Ecuatoriana, Cuenca, Ecuador: Universidad de Cuenca, 2011.

J. Grubbs, “Power System Stability and Control: Metering of Electric Power and Energy”, CRC Press, 2007.

JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment, LUXEMBURGO: EUROPEAN UNION, 2012.

L. Laurence, "Energy monitoring device", U.S. Patent 4080568, March 21 1978.

LEE, P.K.; LAI, L.L. "A Practical Approach of Smart Metering in Remote Monitoring of Renewable Energy Applications". Power peg NSI Limited, Hong Kong. Energy Systems Group, City University London, United Kingdom. Julio 2009.

Lewis, R.P.; Igic, P.; Zhongfu Zhou. "Assessment of Communication Methods for Smart Electricity Metering in the U.K.". Swansea University. United Kingdom, Wales. Septiembre 2009.

Livgard, E.F. "Norwegian Electricity Customers' Attitudes Towards Smart Metering". TNS Gallup Norway. Julio 2010.

LÓPEZ Gilberto "Infraestructura de Medición Avanzada AMI en las redes inteligentes ". ,Ecuador. Agosto 2011.

LSTER, gREX™ AMI meter - Technical manual - TM42-2420B, United States of America., 2012.

M. D. M. Y. Energía, Resolución 18054 de 2010, Bogotá, 2010.

Mak, S.T. "A Synergistic Approach to Implement Demand Response, Asset Management and Service Reliability Using Smart Metering, AMI and MDM Systems." IEEE. Julio 2009.

NTC 6079 Requisitos para sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica,, Bogotá, 2015.

Protocolos de comunicación. En línea. Disponible: <http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf>, consultado el 22 de Enero de 2013.

R. Céspedes, “Desarrollo de Smart Grids en Colombia”. II Taller de fundamentos de Smart Grids en Sistemas Eléctricos. Bogotá D.C Colombia, Julio de 2011.

R. Levy, “An Overview of Smart Grid Issues”, presented at the Oregon Public Utility Commission. Smart Grid Workshop, 2009, September, 9.

R. Van Gerwen, S. Jaarsma, R. Wilhite, “Smart Metering”, Distributes Generation, July 2006.

Rahman, M.M; Mto A "Technologies required for efficient operation of a smart meter network". School of Engineering and Built Environment,

S. M. R. T. IDROVO CORONEL Diego Rolando, Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema ami, mediante contadores inteligentes por parte de la empresa eléctrica azogues C.A., Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana - Ecuador, 2012.

Shang-Wen Luan. ; Jen-HaoTeng. ; Shun-Yu Chan; Lain-Chyr Hwang. "Development of a Smart Power Meter for AMI Based on ZigBee Communication". I-Shou University, Cheng-Shiu University. Taiwan, Kaohsiung. Noviembre 2009.

Soma Shekara Sreenadh Reddy Depuru; Lingfeng Wang; Vijay Devabhaktuni; Nikhil Gudi “Smart Meters for Power Grid – Challenges, Issues, Advantages and Status” Noviembre 2011.

Suslov, K.V.; Solonina, N.N.; Smirnov, A.S. "Smart Meters For Distributed Filtering Of High Harmonics In Smart Grid". Irkutsk State Technical University, Irkutsk, Russia. Mayo 2011.

Telelectura de medidores de energía con tecnologías AMR y AMI, <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=124>. Fuentes: Siemens–Neptuno Technology Group – Metering Central América & Caribbean 2007. Fecha de revisión Febrero 20 de 2012.

Tyndall, M.; Marshall, R.; Armstrong, E.K.; Marshman, C. "Potential EMC Implementation problems of Smart Metering, Display and Communications". York EMC Services Ltd, York, UK. Richard Marshall Limited. ACGI Cherry Clough Consultants Ltd. Diciembre 2011.

Various authors, 2010, January, 11, "Smart grid", Wikipedia [En línea]. Disponible: http://en.wikipedia.org/wiki/Smart_grid

Various authors, 2010, January, 23, "Automatic meter reading", Wikipedia [En línea]. Disponible: http://en.wikipedia.org/wiki/Automatic_meter_reading

Various authors, December 2000 "Watt-hour meter maintenance and testing". United States Department Of The Interior Bureau Of Reclamation. [En línea]. Disponible: www.usbr.gov/power/data/fist/fist3_10/vol3-10.pdf

Zapata.J, Vidrio.G, Gómez, Mijárez.R, "Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado". Secretaría de Energía, Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas. Estados Unidos Mexicanos. Enero-Febrero del 2001.

Zhang Luhua; Yi Zhonglin; Wang Sitong ; Yuan Ruiming ; Zhou Hui ; Yin Qingduo "Effects of Advanced Metering Infrastructure (AMI) on Relations of Power Supply

and Application in Smart Grid". North China Grid Company Limited Metering Centre Beijing 100045. Septiembre 2010.

ANEXOS

Anexo A. Características de los medidores eléctricos inteligentes

Los diversos fabricantes de medidores inteligentes, implementan diferentes tecnologías de telecomunicaciones en sus equipos con la finalidad de llegar a todos los mercados y cumplir con las necesidades y los requerimientos de cada sector, sea residencial o industrial

Landys + Gyr

Landys + Gyr es parte de la corporación Toshiba y uno de los fabricantes con mayor trayectoria en el mercado de medición inteligente. Las principales tecnologías que ofrece Landys + Gyr para la medición inteligente del sector residencial e industrial se muestra en la Tabla A1.

Tabla A1. Landys+Gyr características de medidores y concentradores.

Modelo	Características
E450-PRIME	Canal óptico: tipo serial, bi-direccional Normas: IEC 62056 - 21: Mecánica y protocolo IEC 62056 - 42: Dlms capa física IEC 62056 - 46: Dlms capa de enlace (HDLC) IEC 62056 - 53: Dlms capa de aplicación (COSEM) Canal Serie RS485 (opcional): Half - duplex con fuente de alimentación aux. 5Vdc. 150mA. IEC 62056-46:dlms link layer (HDLC) IEC 62056-53:dlms application layer (COSEM) Sistema de comunicación PLC (Power Line Carrier) para las funciones de telegestión Modem PLC OFDM según el Estándar PRIME.

Modelo	Características
	Protocolo de comunicaciones LMS/COSEM Sistema de comunicación bidireccional Según Norma EN 50065-1
ZCG100/5225/5227	Puerto óptico serie, bi-direccional Rs485 para conexión a modem GSM/GPRS
ZMR100	Puerto óptico serie, bi-direccional Norma IEC 62056-21
5219	Puerto óptico serie, bi-direccional Norma IEC 62056-21 Medición IEC 62053-21 Class 1 or 2 IEC 62053-23 Class 2 or 3
ZMD120AS	Protocolo IEC y DLMS
ZMD100AR	Según IEC 62053-21/22/23 Puerto óptico según IEC 62056-21 Tipo Puerto Serie bi-direccional Velocidad máxima 9600 bps protocolos IEC 62056-21 y DLMS
ZMF100 AC/AB	Módulo PLC compatible con DLMS Módulo GSM/GPRS compatible con DLMS Fácil integración del sistema
ZME100AC	IEC62053-21. Emisor de Impulsos S0 según UNE EN 62053-31. Es programable para disponer de salida de datos periódica para según UNE EN 62056-21.

Fuente: Landis+Gyr, "Contadores de electricidad," 2015. [Online]. Available: <http://www.landisgyr.es/products/electric-meters/>. [Accessed: 09-Feb-2015].

Itron

Itron es una compañía dedicada a la tecnología global. Crean soluciones para empresas de servicios públicos para medir, administrar y analizar la energía y el agua. El portafolio de productos incluye la medición y el control de la tecnología de sistemas de electricidad, gas, agua y energía térmica.

Tabla A2. Itron características de medidores.

Modelo Medidores	Características
ACE4000 PLC Mark 3	ACE 4000 PLC y Standalone(S), M-Bus Master(MM).PLC
OpenWay® CENTRON®	Estándares ANSI C12.19 y C12.22 GPRS or CDMA Module

Fuente: Itron, "Itron," Electricidad, 2015. [Online]. Available: <https://www.itron.com/mxca/es/productsAndServices/electricity/Pages/default.aspx>. [Accessed: 13-Feb-2015].

Las soluciones avanzadas de red de Itron están construidas a partir de un equipo confiable que capturan datos y alertas vitales las mismas que son enviadas a los equipos concentradores para ser tratadas.

Tabla A3. Itron características de concentradores.

Modelo Concentradores	Características
Concentrator PLC Mark 3	Comunicación PLC (Power line Carrier) usando el protocolo estándar abierto DLMS COSEM. Comunicación flexible al sistema central: GPRS, Ethernet, etc.
OpenWay Network	Comunicaciones basadas en IPv6 y suministradas a través del sistema OpenWay de Itron. GPRS or CDMA Module

Fuente: Itron, "Itron," Electricidad, 2015. [Online]. Available: <https://www.itron.com/mxca/es/productsAndServices/electricity/Pages/default.aspx>. [Accessed: 13-Feb-2015].

Elster

Elster presenta medidores inteligentes de electricidad, gas y agua. Las soluciones presentan tecnologías de vanguardia con productos de clase mundial. La empresa tiene dos áreas principales de negocio, los productos de medición, contadores inteligentes y sistemas de redes inteligentes.

Tabla A4. Elster características de medidores.

Modelo Concentradores	Características
ALPHA SMART AS220	Lectura de los datos del medidor según la especificación VDEW mediante el uso del módulo de comunicación EN 62056-21. Comunicación WAN usando GSM / GPRS Interfaz óptica acc. EN62056-21
ALPHA SMART AS1440	Protocolo de medición - EN62056-21 - DLMS/COSEM (option) Preparado para AMI, los módulos de comunicación encajan bajo la cubierta de los terminales del metro AM100 - GSM / GPRS + / inalámbrico con cable M - BusAM200 - inalámbrico M -BusAM500 - PLC utilizando SFSK + cable M-BusAcc interfaz óptico. EN62056-21
ALPHA SMART AS300P	GSM / GPRS; PLC (SFSK y OFDM); RF para las comunicaciones WAN / LAN y una gama de tecnologías HAN están disponibles incluyendo ZigBee.
AS330D	Comunicaciones WAN es proporcionada por un sistema integrado OFDM PRIME PLC. Las comunicaciones están de acuerdo con la capa PRIME estándar DLMS COSEM mac con una capa de convergencia IEC 61334-4-32.

Fuente: Elster, "Elster," 2015. [Online]. Available: <http://www.elster.com/en/electricity>. [Accessed: 13-Feb-2015].

Elster presenta concentradores y repetidores de información, las características de comunicación se detallan en la Tabla A5.

Tabla A5. Elster características de concentradores.

Modelo Concentradores	Características
EA_Gatekeeper	Cellular, Ethernet connecting to: ADSL, satellite, fiber, WiFi, private RF and also PSTN.
EA_Repeater	900 MHz LAN (EA_LAN)

Fuente: Elster, "Elster," 2015. [Online]. Available: <http://www.elster.com/en/electricity>. [Accessed: 13-Feb-2015].

Echelon

Echelon es una empresa dedicada a la medición de electricidad, energías alternativas creando soluciones para empresas de servicios públicos para medir, administrar y analizar la energía y el agua. El portafolio de productos incluye la medición y el control de la tecnología de sistemas de electricidad, gas, agua, energía térmica y eólica.

Tabla A6. Echelon características de medidores.

Modelo Medidores	Características
MTR 5000	ANSI C12.1-2008 (código para la medición de electricidad); ANSI C12.18-2006 (especificación de protocolo para ANSI Tipo 2 puerto óptico); ANSI C12.19-1997 (tablas de datos dispositivo final de servicios públicos); ANSI C12.20-2002 (clases de precisión); ANSI C12.10-2004 (aspectos físicos de metros vatio - hora – Seguridad estándar).
MTR 3500	Puerto óptico: Certificado según IEC 62056-21 [2002] (requisitos físicos y eléctricos) ; ANSI C12.18 [2006] (Protocolo de comunicaciones); ANSI C12.19 [1997] (estructura de datos) Tipo de canal: CENELEC A- banda de canal de comunicación por línea de potencia.
MTR 3000	Puerto óptico: Certificado según IEC 62056-21 [2002] (requisitos físicos y eléctricos); ANSI C12.18 [2006] (protocolo de comunicaciones); ANSI C12.19 [1997]

Modelo Medidores	Características
	(estructura de datos) Tipo de canal: CENELEC A- banda de canal de comunicación por línea de potencia.
MTR 1000	Puerto óptico: Certificado según IEC 62056-21 [2002] (requisitos físicos y eléctricos); ANSI C12.18 [2006] (protocolo de comunicaciones); ANSI C12.19 [1997] (estructura de datos).

Fuente: Echelon, "Echelon," 2015. [Online]. Available: <http://www.echelon.com/>. [Accessed: 13-Feb-2015].

Echelon presenta concentradores y servidores que permiten almacenar y gestionar la información, las características de comunicación se detallan en la Tabla A7.

Tabla A7. Echelon características de concentradores.

Modelo Concentradores	Características
DCN 1000	Se comunica a través de la WAN utilizando cualquier red IP-capaz cable o inalámbrica, incluyendo líneas telefónicas analógicas, GSM, CDMA, y fibra.
DCN 3000	Línea de alimentación de red ISO / IEC 14908 (OSGP y extendido ANSI / EIA 709.1) sobre CENELEC "A" banda (EN 50065.1). Conexiones WAN Interface para IP - capaz través de la red Ethernet , UMTS / GSM módem o CDMA módem o el dispositivo conectado vía RS232 o USB externo (en función de los módulos seleccionados)
SmartServer 2.0	IP a través de una función de interfaz 10 / 100BaseT Ethernet, módem interno opcional analógico de 56K V.90, o GSM externa / GPRS o 3G módem. TP / FT- 10 topología libre de par trenzado o línea eléctrica PL- 20 en banda C ISO / IEC 14908-1 (LonWorks) con una función de transceptor LonWorks.

Modelo Concentradores	Características
	<p>Modbus RTU con una función de RS - 485 transceptores.</p> <p>Modbus TCP (Modbus TCP / IP) con una función de interfaz Ethernet, opcional módem analógico interno o módem externo GSM / GPRS.</p> <p>M -Bus con puerto RS - 485 transceptores y opcional Traductor M -Bus.</p> <p>Los controladores personalizados utilizando una función de Ethernet, RS -232 y RS- 485.</p>

Fuente: Echelon, "Echelon," 2015. [Online]. Available: <http://www.echelon.com/>. [Accessed: 13-Feb-2015].

Anexo B Especificaciones técnicas de marcas de equipos datos y parámetros

En las presentes especificaciones se encuentran las características, procedimientos y condiciones básicas de los equipos y las partes o accesorios que lo componen. La descripción detallada del equipo o sus partes y accesorios, así como de procedimientos y/o protocolos para instalación y puesta en marcha

B1. Medidores gREX AMI Meter.

El medidor gREX del proveedor Elster, es un medidor electrónico diseñado para satisfacer los requerimientos de medición domiciliarios y proveer un medio de comunicación remoto⁶⁶ soportado por la red EnergyAxis del mismo proveedor, ver Figura B1. y ofrece los siguientes registros, importantes en el control de la calidad de la energía y facturación:

- Valores totales y en cuatro tarifas de energía para dos variables de medición seleccionadas de kWh entregados, kWh recibidos, kWh sumados (entregados + recibidos), o kWh netos (entregados – recibidos).
- Datos de demanda para dos magnitudes, cada una configurada como demanda total o demanda para una tarifa horaria específica. Éste cálculo lo realiza mediante la relación entre la energía total acumulada y el intervalo de tiempo de demanda especificado de 15, 30 o 60 minutos.
- Número de cortes de energía.
- Reporte de diferentes condiciones de error los cuales están codificados según el tipo de anomalía como, configuración y programación inapropiada del

⁶⁶ LSTER, gREX™ AMI meter - Technical manual - TM42-2420B, United States of America., 2012.

equipo, posibles problemas en la memoria del equipo, ejecución incorrecta del software.

- Reporte de diferentes estados, los cuales están codificados, permitiendo visualizar, el parámetro o variable de interés, en la operación normal del equipo entre otros se tienen:
 - Ausencia de tensión en el lado de la carga, con el interruptor cerrado (posible causa mal funcionamiento del control del interruptor, por una orden indebida, por defecto o por manipulación indebida del equipo).
 - Presencia de tensión en el lado de la carga, con el interruptor abierto.
 - Umbral de demanda programado superado.
 - Restablecimiento programado de los datos de demanda.
 - Orden de interruptor abierto (se presenta ante una orden recibida o según programación una vez se ha sobrepasado el umbral de demanda programado).
 - Tensión por encima del umbral máximo.
 - Tensión por debajo del umbral máximo.
 - La demanda excede los límites de operación, para un periodo de tiempo determinado.

- Alertas por diversas condiciones y manipulación indebida del equipo.
 - Advertencia por corte de energía
 - Advertencia por flujo de energía en sentido inverso, igual o mayor al umbral de energía en sentido inverso programada.
 - Advertencia por acceso (manipulación) al equipo no autorizado
 - Advertencia por configuración no autorizada y diferente a la programada.

- Número total de interrupciones momentáneas, donde la definición de momentáneas vs sostenida es configurable.

- Número total y tiempo acumulado de interrupciones sostenidas.

tensión y corriente se calculan cada dos ciclos usando la media de la raíz cuadrada (RMS, Root Mean Square).

Los Volt-Ampere se calculan multiplicando el valor de la tensión RMS por el valor de la corriente RMS, de esta manera proporciona un cálculo aritmético para los VA. El medidor SENTINEL también permite un cálculo vectorial de los VA”^{68 69}.

Ofrece los siguientes registros, importantes en el control de la calidad de la energía y facturación

- Cinco niveles de medición.
- Valores de energía [Wh], suministrada, recibida, neta, bidireccional.
- Valores de energía [VARh], suministrada y recibida, suministrada neta y recibida neta, en cuatro cuadrantes.
- Valores de energía [VAh], de manera vectorial y aritmética, suministrada, recibida.
- Tarifador: Tiene la función de Tarifas Horarias (TOU), esta función fue diseñada para ser usada en aplicaciones de facturación donde las tarifas múltiples se requieren para energía y demanda. La opción TOU está disponible en dos niveles: TOU Básico: 4 tarifas + Total. TOU Extendido: 7 tarifas + Total
- Las tarifas horarias del SENTINEL se aplican a todos los registros de demanda y energía que se han seleccionado para la medición. Por lo tanto, todos los registros de demanda y energía se dividen en segmentos de acuerdo al programa TOU y está disponible en cada período de tarifas, además del Total.
- A²h Totales.
- V²h Totales.
- Ah por fase y neutro.
- Vh por fase y promedio.
- Valores instantáneos de la demanda, actualizados por segundo.

⁶⁸ ITRON, Medidor multifunción Sentinel, México D.F.: Itron, 2013.

⁶⁹ G. ELECTRIC, Guía de referencia técnica del medidor I-210+C, General Electric, 204.

- Valores de demanda máxima, actual, anterior, proyectados, acumulados, continuos y coincidentes.
- Ofrece intervalos de demanda en bloque, y rotados, con intervalos programables de 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 o 60 minutos.
- Cálculos de demanda térmica.
- Valores de factor de potencia, promedios, mínimos, instantáneos.
- Diferentes reportes en términos de calidad de la energía como:
 - Detección automática de voltaje, disponible en monofásico o trifásico.
 - Detección de eventos fase a fase o fase a tierra.
 - Tres niveles de huecos de tensión.
 - Tres niveles de elevaciones de tensión.
 - Tres niveles de interrupciones de tensión.
 - Tres niveles de desbalances de tensión.
 - Tres niveles de desbalances de corriente.
 - Valores instantáneos de distorsión armónicas, tanto en tensión como en corriente por fases.
- Ofrece también, registros de sucesos; el medidor SENTINEL tiene un Registro de Evento que permite registrar eventos históricos que hayan sucedido en el medidor. Los eventos que se pueden registrar se deben de configurar por medio del software de programación PC-PRO+98. 35
- Alertas por manipulación no autorizada se puede conseguir con tarjetas opcionales.

B3 Medidor Monofasico I-210+C General Electric

General Electric es una compañía muy reconocida en una amplia gama de productos para sistemas de medición avanzada AMI⁷⁰.

⁷⁰ Ibíd

Las funciones generales del equipo en cuanto a medición son:

- Registro de energías: Configurable para realizar diversas cantidades de medición, este medidor permite dar a conocer la energía entregada (+), y recibida (-), así como la medición neta de generación distribuida.
- Tarifador: Mide el consumo de energía eléctrica.
- Realza cálculo de la demanda.
- Registra el tiempo de uso de la energía y registro del perfil de carga.
- Registro de sucesos: El registro de eventos del Soft-switch de la red permite al medidor realizar un seguimiento de los últimos de 200 eventos. Para ello se usa el software MeterMate TM 39; con el objetivo de seleccionar los tipos de eventos que se registran así como los datos de fecha y hora.
- La medición de energía (kWh) se puede almacenar en cuatro formas:
 - Sólo recibió: sólo la energía que recibe se almacena como una cantidad positiva
 - Sólo entrega: Sólo la energía producida se almacena.
 - Entregado + Recibido: La energía recibida y entregada se suman de manera algebraica.
 - Entrega - recepción: La energía neta se almacena.

B4 Lectura

1 Lectura Medidores gREX.

La lectura de los datos medidos, se puede ejecutar por medio de los siguientes métodos:

- A través de la red de soporte de manera remota (EnergyAxis para el caso de los medidores Elster).

- De manera presencial, a través de los diferentes dispositivos que hacen parte de los equipos de medida, dispuestos para tal fin, como por ejemplo tarjetas o interfaces, puertos ópticos y dispositivos PDA´s, entre otros.
- Observación directa del display del equipo.

Así mismo, las órdenes de manera remota, para la ejecución de los diferentes eventos, como cortes y reconexión del servicio, suspensión del suministro por encima de topes establecidos (suministro de energía en tipo prepagado), respuestas preestablecidas ante alertas por manipulación fraudulenta de los equipos, solicitudes de usuarios de diversos tipos como facturación en línea, actualización de usuarios y configuraciones, calidad de la energía etc; también se realizarán en el entorno de la red de soporte, que el operador implemente.

2 Lectura Medidores SENTINEL

El medidor SENTINEL cuenta con dos puertos para comunicarse con el registro del medidor:

- un puerto óptico.
- Un puerto de datos auxiliar provisto con modem interno, para la programación y lectura del medidor de manera remota, con la red de soporte; funciona a la velocidad de 300/ 1200/2400 baudios y está disponible para aplicaciones de línea de teléfono compartida o independiente; soporta el estándar de comunicación telefónica de CCITT v.22 bis 2400, para iniciar y recibir llamadas telefónicas. Además ofrece opciones de combinación de comunicaciones con sus diferentes bondades, como:
 - GPRS (red celular telefónica) para la obtención de datos y programación del medidor SENTINEL, de manera remota, para la comunicación con el “sistema de transacciones de ITRON”, con conectividad basada en IP.
 - ETHERNET, con dirección IP fija y dinámica, la cual permite, que los clientes se conecten de manera remota, para programar o leer el medidor;

envía correos electrónicos ante eventos como pérdidas de potencia por fase, flujo inverso de energía; y soporte por medio de páginas web.

Adicionalmente, se encuentran disponibles módulos de comunicaciones optativos para Ethernet, frecuencia de radio (RF), módem, serial RS-232/RS-485 y GPRS SmartMeter; que introducen mejoras en términos de lecturas de datos, los cuales se detallan a continuación:

- Módulos RF ERT (R300S, R300SD, R300SD3): Son tarjetas opcionales que permiten transmitir valores máximos de demanda y energía, desde el medidor vía radio frecuencia; permite una, dos o tres lecturas de demanda y energía; consiste en un número o dirección ID (ERT), y proporciona una alerta por manipulación.
- Módulo MFMM: Transmite, mide y permite diagnosticar datos vía radio frecuencia (RF), opera en el rango de los 902 a 928 MHz; transmite datos de demanda de energía activa y reactiva en paquetes separados cada cinco minutos, perfiles de carga,
- Selección y observación directa sobre la pantalla de cristal líquido del medidor.

3 Lectura Medidor Monofásico I-210+C General Electric

Los datos se pueden obtener, mediante:

- Observación directa sobre el panel del equipo.
- A través del intercambio de módulos AMR / AMI adicionales y obtener la más amplia gama de posibles tecnologías de comunicación AMI incluyendo malla de RF, celular, líneas de alimentación y Ethernet. Los módulos se pueden añadir en la fábrica de General Electric, después de comprar el equipo, o reemplazado con otro módulo compatible si el contador se vuelve a implementar.

Anexo C. Protocolos de comunicación para los sistemas AMI

La comunicación e integración entre los diferentes dispositivos que componen una red de medición inteligente se establece por medio de protocolos de transferencia de datos. Existen gran cantidad de estos protocolos, los cuales trabajan tanto inalámbricamente como a través de conductores. A continuación se describen estos protocolos de comunicación

- **IEC 61850 y UCA 2.0.**

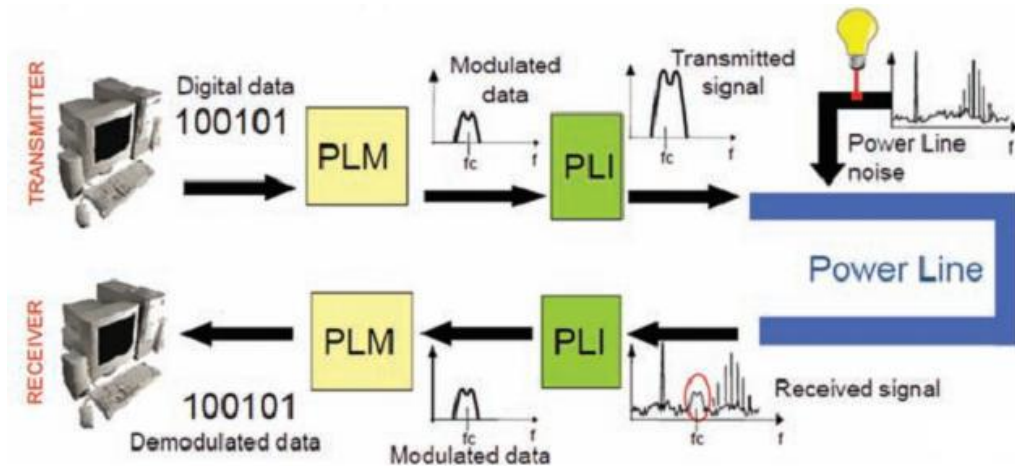
Desarrollado en el año 1997. Está diseñado principalmente para la comunicación dentro de la subestación eléctrica, pero también puede ser utilizado entre subestaciones o centros de control (IEC 62445-1 y -2) y para aplicaciones de medición. Todos los servicios y modelos están diseñados en una forma abstracta llamado ACSI (Interfaz Abstracto Servicio de Comunicación). ACSI es entonces asignada a protocolos como MMS2 y TCP / IP sobre Ethernet. IEC 61850 proporciona la multidifusión basada en GSE (Generic Substation Events) como una forma de transferir rápidamente datos de eventos a través de una red de la subestación entera. El concepto básico de la norma IEC 61850 consiste en un modelo de información jerárquica y orientada a objetos con los dispositivos, nodos y clases que puede contener diferentes atributos y datos. La norma IEC 61850 cubre fuentes distribuidas de energía y de almacenamiento. Incluso podría ser usado para actividades V2G (Vehicle to Grid). También es de interés la norma IEC 61400-25, que es una adaptación de 61850 para los generadores eólicos. La

norma IEC 61850 es un estándar flexible, maduro y preparado para el futuro que es más probable que siga a través en el sector de servicios públicos⁷¹.

- **IEC 61334 PLC (Power Line Communication).**

Esta norma hace referencia a las tecnologías de comunicación que permiten la transferencia de datos a través de la red eléctrica usando señales de radio y una tecnología avanzada de modulación. Esta tecnología puede ser extendida a redes de área local y hasta ser utilizada para compartir una conexión a Internet. El principio de operación consiste en el envío de una señal de alta frecuencia (de 1,6 a 30 MHz) con bajos niveles de energía a través de la red eléctrica. Esta estructura de comunicación se muestra en la Figura C1 y consta de un receptor de PLC, un acoplador integrado, un modem de red eléctrica (PLM) y una interfaz de línea de red eléctrica (PLI) que realizan el tratamiento de la señal enviada para permitir su interpretación

Figura C1. Modulación/demodulación de señales de comunicación en PLC



Fuente: <http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf> [51].

⁷¹ Protocolos de comunicación. En línea. Disponible: <http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf>, consultado el 22 de Enero de 2013.

- **PRIME PLC (Powerline Related Intelligent Metering Evolution).**

Es una iniciativa focalizada en el desarrollo de una estructura de comunicación pública y abierta, que pueda soportar además de la medición inteligente, la conexión completa de aparatos de medida de energía, gas y agua a través de la red eléctrica dentro y fuera de la casa. La creación de este protocolo de comunicación pretende garantizar que las necesidades del mercado futuro se cumplan. La velocidad de transferencia de datos es de hasta 130 kbps.

Dado que el desarrollo comenzó a finales de 2007, PRIME es todavía un estándar inmaduro, la norma todavía carece de pruebas de conformidad y aun no hay resultados de pruebas de funcionamiento sobre ambientes reales

- **IEC 62056-21/IEC 61107.**

Esta norma es también conocida también como "Flag". Fué publicada a mediados de 2002 y describe los protocolos de software y hardware adecuados para el intercambio de datos con los medidores de servicios públicos. Es similar en naturaleza al estándar ANSI C12.18. En el lado del hardware, una interfaz óptica y un sistema de dos hilos se describen. Diferentes modos de operación se especifican, etiquetados de A a D, que difieren en la velocidad de transmisión, la direccionalidad y la seguridad. Como uno de los primeros estándares de intercambio de datos con el medidor, la norma IEC 62056-21 se utiliza ampliamente en la actualidad. Sin embargo, no utiliza un modelo de datos o la asignación de memoria uniforme; por lo cual, la comunicación del medidor requiere información particular del fabricante, limitando la intercambiabilidad.

- **SML (Sym2 project).**

The Smart Message Language (El idioma de los mensajes inteligentes, SML) es un protocolo de comunicación para la adquisición y parametrización de datos desarrollado por empresas alemanas. La idea principal es disponer de una estructura sencilla que se puede utilizar en dispositivos integrados de baja potencia. La forma de aplicación define una estructura de archivos y documentos para transportar datos entre el punto de medición y un centro de recolección de datos. SML está diseñado específicamente para la medición de electricidad en medidores alemanes. La estandarización de este protocolo aún está en curso.

- **DLMS/COSEM o IEC 62056.**

DLMS fue iniciado por Electricité de France (EDF), y es definido como un lenguaje para estandarizar el intercambio de datos de medición e información de control entre dispositivos de medición de parámetros del sistema eléctrico orientados al mercado abierto, conjuntamente con el COSEM (Companion Specification for Energy Metering) y apoyados en el estándar IEC-62056. Definen cómo se accede a los datos y cómo son definidas las estructuras de los mismos, obteniendo una arquitectura que permite la interoperabilidad entre equipos de medición independientemente del medio de comunicación. En la Figura C2 se ilustra la arquitectura DLMS/COSEM⁷²

⁷² Zapata.J, Vidrio.G, Gomez.J, Mijárez.R, “Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado”. Secretaría de Energía, Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas. Estados Unidos Mexicanos. Enero-Febrero del 2001.

Figura C2. Arquitectura de comunicación DLMS/COSEM.

Requerimientos de Usuario, Aplicaciones y Procedimiento IEC 61361, CEN TC294 (N58-2)			Aplicaciones de gestión de cuentas de cliente	
Objetos de medida	Objetos de tarifa y precio	Servicios de valor añadido	Modelos de Unidades Remotas (DLMS/COSEM)	
Integrador Maxímetro Curva de carga	Tabla de mensajes, Calendario de Actividad, Programador, Tabla de días especiales	Control remoto Pasarela		
Especificación de Mensajes: DLMS TC57: IEC 61334				
Par trenzado	Teléfono	Portadora por línea de distribución	Radio/GSM	Protocolos de comunicación
IEC TC13 IEC 62056-31	IEC TC57 IEC 60870			
CEN TC294 EN 1434-3	IEC TC13 IEC 62056-41	TC57 IEC 61334		

Fuente: "Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado". Zapata.J, Vidrio.G, Gomez.J, Mijárez.R. [93].

- **IEC 62056-31 "Euridis".**

EURIDIS es un estándar para lectura de medidores de energía eléctrica de manera local y remota, introducida a principios de los años 90 y e integrada en la IEC 62056 en 1999. EURIDIS utiliza un sistema de cableado (Local bus), en el que todos los medidores de energía eléctrica de una construcción se pueden vincular. Por medio de un acoplador magnético se permite la conexión de una unidad portátil para la lectura o programación. El bus puede ser de hasta 500 metros o 100 dispositivos y permite una velocidad de datos de 1200 baudios. Hoy en día, casi 10 millones de dispositivos, sobre todo en países de habla francesa, se comunican utilizando EURIDIS ⁷³.

⁷³ Protocolos de comunicación. En línea. Disponible: <http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf>, consultado el 22 de Enero de 2013.

- **LonWorks/ LonTalk.**

LonWorks (Local Operating Network), es un protocolo que hace factible y rentable la construcción de sistemas abiertos de control. La plataforma se basa en un protocolo creado por Echelon Corporation para los dispositivos de red a través de medios de comunicación como líneas de alta tensión, fibra óptica, y RF (radio frecuencia). Se utiliza para la automatización de diversas funciones dentro de los edificios, tales como la iluminación y HVAC (calefacción, ventilación y aire acondicionado). La velocidad de transferencia de datos alcanza hasta los 78 kbps, de acuerdo a la configuración utilizada⁷⁴.

- **BAC net.**

Es un protocolo de comunicación estándar para la automatización de edificios y redes de control desarrollado por la Sociedad Americana de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado (ASHRAE). BACnet proporciona la infraestructura de comunicación necesaria para la integración de los productos fabricados por diferentes proveedores. Permite la comunicación de sistemas de automatización y control para aplicaciones tales como calefacción, ventilación y control del aire acondicionado, control de iluminación, control de acceso y sistemas de detección de incendios y su equipo asociado.

- **ZigBee (Smart Energy Profile).**

ZigBee es un conjunto de varios protocolos los cuales tienen altos niveles de comunicación inalámbrica. ZigBee se basa en el estándar IEEE 802.15.4. Tiene ventajas comparativas con otros sistemas de comunicación y además en la revisión del estado del arte se observa que es el que goza de mayor aceptación o aplicación en sistemas de medición inteligente. Tiene características como bajo

⁷⁴ Ibíd.

consumo de energía, topología de red de malla, características auto organizativas y de bajo costo y además es fácilmente integrable en los sistemas de comunicación.

Su objetivo son las aplicaciones que requieren comunicaciones seguras con baja tasa de envío de datos y maximización de la vida útil de sus baterías.

Entre las aplicaciones que puede tener están:

- Domótica.
- Automatización industrial.
- Reconocimiento remoto.
- Juguetes interactivos.
- Medicina.

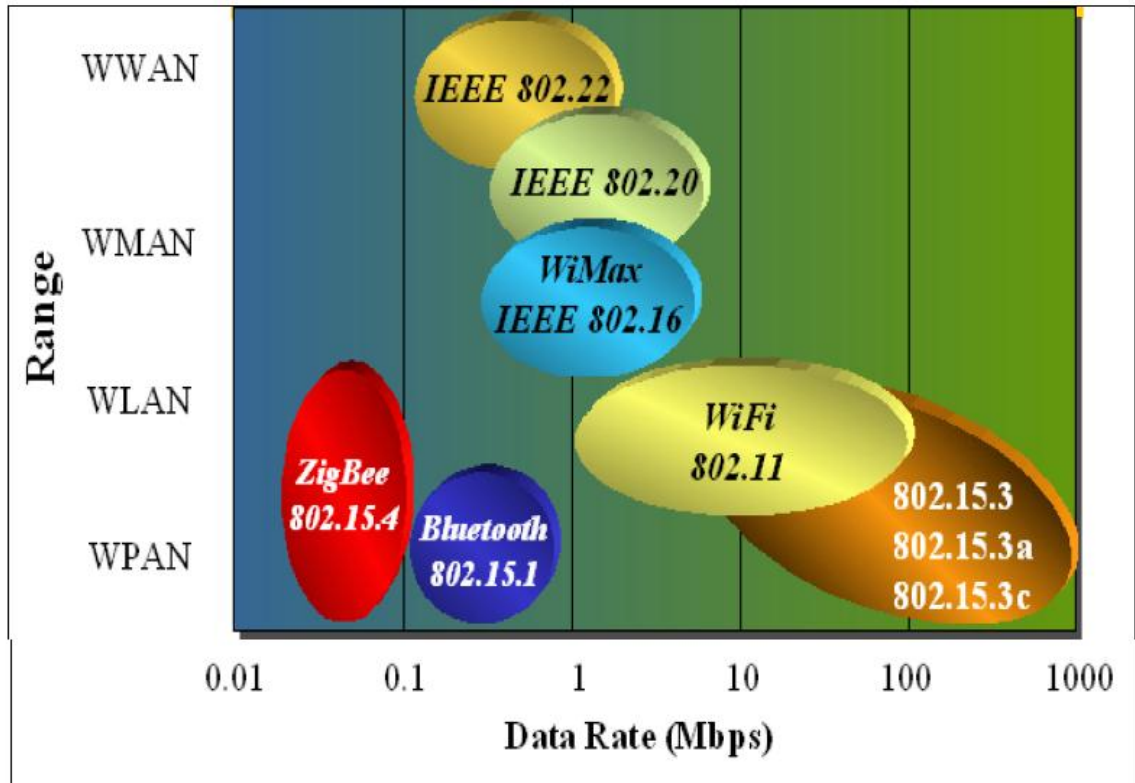
Objetivo

El objetivo de esta tecnología no es obtener velocidades muy altas, ya que solo puede alcanzar una tasa de 20 a 250kbps en un rango de 10 a 75 metros, es obtener sensores cuyos transceptores tengan un muy bajo consumo energético. De hecho, algunos dispositivos alimentados con dos pilas AA puedan durar hasta 2 años sin el cambio de baterías. Por tanto, dichos dispositivos pasan la mayor parte del tiempo en un estado latente, es decir, durmiendo para consumir menos energía.

Bandas de operación

ZigBee opera en las bandas libres de 2.4Ghz, 858Mhz para Europa y 915Mhz para Estados Unidos. En la Figura C3 se puede ver el espectro de ocupación en las bandas del protocolo 802 (incluyendo ZigBee).

Figura C3. Tecnologías en 2.4GHz



Fuente: MORENO Javier Martín, FERNÁNDEZ Daniel Ruiz, “Informe Técnico: Protocolo ZigBee (IEEE 802.15.4)”, junio 2007, http://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/1109/7/Informe_ZigBee.pdf

- **KNX.**

Es un sistema de domótica que está basado en un bus de datos, es un sistema robusto y fiable. KNX se genera como una fusión del “bus EIB”, BatiBUS y EHS permitiendo de esta manera ser una solución a nivel de automatización.

- **Homeplug (Command and Control).**

Homeplug es un estándar que se genera como alternativa de las redes inalámbricas. Homeplug puede utilizar la instalación eléctrica de la casa o edificio como red física de transmisión de datos y de esta manera permitir la interconexión

de varios ordenadores dentro de una misma edificación. Homeplug al utilizar un medio físico para el intercambio de datos, ofrece la garantía de una mayor transmisión de datos que otros sistemas de transmisión de datos inalámbricos.

- **6LoWPA.**

6LoWPAN corresponde a las siglas en inglés de “IPv6 over Lowpower Wireless Personal Area Networks”. Este estándar hace posible que se pueda usar IPv6 sobre redes que están desarrolladas bajo el estándar IEEE 802.15.4. Esto permite que los aparatos o nodos de una red inalámbrica puedan comunicarse con dispositivos que tengan IP. Esto hace posible la selección de manera remota de un determinado dispositivo, ya que con la IP se puede enviar una orden única para ser ejecutada por ese dispositivo.

- **DPWS.**

El estándar DPWS son las siglas en inglés de “Devices Profile for Web Services”. Este estándar tiene varias funcionalidades entre ellas: comunicación bidireccional, comunicación con un servicio WEB, comunicación de manera constante a través de IP, descripción remota de un dispositivo, seguridad como firma, canal seguro y certificado.

- **IEEE 802.11 / WiFi.**

Es una tecnología popular de red inalámbrica, que proporciona acceso inalámbrico de alta velocidad a Internet y conexiones de red. El sistema WiFi puede operar en la banda 2,4 GHz y 5 GHz, y es de gran aceptación internacional. En la banda de 2.4 GHz puede funcionar en velocidades de 11 Mbits/s, 54 Mbits/s, 300 Mbits/s, mientras que la banda de 5 GHz es un ancho de banda limpio, debido a que existen muy pocas interferencias, ya que una cantidad reducida de tecnologías

trabajan con este ancho de banda. WiFi está diseñado para interconectar computadoras con la red a distancias cortas, para distancias grandes se expone a gran cantidad de interferencias⁷⁵.

La tecnología Wi-Fi⁷⁶ también llamada WLAN (*Wireless LAN*, red inalámbrica) permite interconectar ordenadores y otros equipos electrónicos de forma inalámbrica.

Esta interconexión se puede usar para crear una red entre estos equipos o para conectarlos a internet. Al no utilizarse cables, los usuarios no sufren sus incomodidades, pudiendo situarse en cualquier lugar del área de cobertura de la red.

Además esta tecnología es un sistema rápido y cómodo que, no solo aporta movilidad, sino que también supone flexibilidad, estabilidad y bajo coste.

En la actualidad podemos encontrarnos con varios tipos de comunicación WIFI entre los que más sobresalieron en nuestro medio tenemos:

- 802.11b, que emite a 11 Mbps.
- 802.11g, es el más usado con una velocidad de 54 Mbps.
- 802.11n, más rápida, a 600 Mbps.
- 802.11ac se encuentra en desarrollo y se supone que alcanzara una velocidad de 1 Gbps.

Para Wi-Fi se utilizan las bandas que no se necesita licencia las cuales son 2,4 GHz y 5 GHz, (ver Tabla C1) y trabajan a una potencia máxima: 100mW en Europa, 100mW en USA y 10mW en Japón.

⁷⁵ Ahmad S. "Smart Metering and Home Automation Solutions for the Next Decade". Secure Meters Ltd., India. Abril 2011.

⁷⁶ Soma Shekara Sreenadh Reddy Depuru; Lingfeng Wang; Vijay Devabhaktuni; Nikhil Gudi "Smart Meters for Power Grid – Challenges, Issues, Advantages and Status" Noviembre 2011.

Tabla C1. Banda de frecuencias tecnología WI-FI

BANDA	ANCHO DE BANDA	USO EN WLAN
2400 - 2500 MHz	100 MHz	802.11, 802.11b, 802.11g
5725 - 5875 MHz	150 MHz	802.11a
2,4 GHz y 5,4 GHz	100 y 150 MHz	802.11n
5 GHz	20,40, 80 MHz	802.11ac (En desarrollo)

Aplicaciones

En los últimos años, las conexiones vía Wifi cada vez son mayores y son más los dispositivos compatibles con esta tecnología inalámbrica. Actualmente, las redes inalámbricas de área local se emplean para dar acceso a Internet en los siguientes casos:

- **Red interna:** Por ejemplo, en una Empresa es posible acceder a la red corporativa mediante un acceso Wifi o con un acceso cableado. Asimismo, en un domicilio particular se crea una red Wifi para conectar varios ordenadores a un modem ADSL.
- **Provisión de acceso:** El acceso a Internet Wifi en el hall de un hotel o en un aeropuerto a través del portátil o de un Smartphone.
- **Red Wifi municipal:** A diferencia de las anteriores, estas redes implican el despliegue de un elevado número de puntos de acceso interconectados entre sí (red mallada).

Ventajas

- Fácil implementación no necesitan cables.
- Provee movilidad.

- La comodidad que ofrecen es superior a las redes cableadas porque cualquier equipo que tenga acceso a la red puede conectarse desde distintos puntos dentro de un rango suficientemente amplio de espacio.
- Una vez configuradas, las redes Wi-Fi permiten el acceso de múltiples ordenadores sin ningún problema ni gasto en infraestructura, no así en la tecnología por cable. Fácil mantenimiento y soporte de roaming

Desventajas

- Menor velocidad en comparación a una conexión con cables, debido a las interferencias y pérdidas de señal que el ambiente puede acarrear.
- La desventaja fundamental de estas redes existe en el campo de la seguridad. Existen algunos programas capaces de capturar paquetes, trabajando con su tarjeta Wi-Fi de forma que puedan calcular la contraseña de la red y de esta forma acceder a ella. Las claves de tipo WEP (Wired Equivalent Privacy) son relativamente fáciles de conseguir con este sistema. La alianza Wi-Fi arregló estos problemas sacando el estándar WPA (Wireless Application Protocol) y posteriormente WPA2, basados en el grupo de trabajo 802.11i. Las redes protegidas con WPA2 se consideran robustas dado que proporcionan muy buena seguridad.
- Hay que señalar que esta tecnología no es compatible con otros tipos de conexiones sin cables como Bluetooth, GPRS, UMTS (Universal Mobile Telecommunications System), etc.
- Usa la banda 2.4 GHz que no requiere de licencia en la mayoría del mundo con tal de que se esté por debajo de los 100 mW, además uno acepta la interferencia de otras fuentes; interferencia que causa que los dispositivos no funcionen.
- Las redes Wi-Fi tienen limitado el rango de alcance. Un típico router Wi-Fi casero usa los estándares 802.11b o 802.11g podría tener un rango de 45 m (150 pies) entre paredes y 90 m (300 pies) en campo abierto.

- **IEEE 802.16 / WiMAX (Worldwide Interoperability for Microwave Access).**

Es una IP basada en tecnología digital inalámbrica de acceso de banda ancha que ofrece un rendimiento similar al WiFi con la cobertura y calidad del servicio de las redes celulares. Puede proporcionar acceso inalámbrico de banda ancha de hasta 50 km para estaciones fijas y de 5-15 km para estaciones móviles⁷⁷.

- **BPL (Broadband over Power Line).**

Es una tecnología que permite que los datos se transmitan a través de las líneas eléctricas de servicios públicos. Utiliza onda media, onda corta y bajas frecuencias. Opera a velocidades de 500 kbps a 3 Mbps. Se utiliza para el acceso a Internet de alta velocidad y comunicación de datos.

- **GPRS (General Packet Radio Service).**

Esta tecnología de comunicación permite la conmutación de paquetes para transferencias de datos a través de redes celulares o por medio de una conexión a Internet. Se utiliza para Internet móvil, MMS y otras comunicaciones de datos. En teoría, el límite de velocidad es de 56-114 kbps, pero en la mayoría de las redes funciona en promedio a 35 kbps. Este servicio está disponible para más de 200 países de todo el mundo.

El sistema General Packet Radio Service (GPRS)⁷⁸ es una extensión del sistema móvil GSM para la transmisión de información mediante la técnica de conmutación de paquetes. La explotación de este sistema llega a ser un complemento del sistema GSM por lo cual ambos comparten los mismos canales de radio

⁷⁷ Ahmad S. Op. Cit

⁷⁸ Suslov, K.V.; Solonina, N.N.; Smirnov, A.S. "Smart Meters For Distributed Filtering Of High Harmonics In Smart Grid". Irkutsk State Technical University, Irkutsk, Russia. Mayo 2011.

repartiendo los recursos en función de la demanda de los diferentes servicios ofrecidos por el conjunto.

GPRS⁷⁹ es también conocido como GSM-IP (Protocolo de Internet GSM), debido a que está orientada a los protocolos TCP/IP (Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet).en GPRS la velocidad de transferencia es de 56 a 144 kbps.

Este sistema es idóneo para aplicaciones donde las transmisiones de datos sean intermitentes (en forma de ráfaga), frecuentes de pequeño volumen e infrecuentes de volumen elevado.

GPRS es una red que puede transportar paquetes IP y que comparte con ella la red de acceso, es decir, todo lo que son las MT (Mobile Terminal) y las BSS (Base Station System).

GPRS no solo comparte la red de acceso sino que además introduce tres nuevos nodos funcionales respecto a GSM que son, el SGSN (Serving GPRS Support Node), el GGSN (Gateway GPRS Support Node) y el PCU (Packet Control Unit).

El SGSN es el responsable de la entrega de paquetes al terminal móvil en su área de servicio.

El GGSN actúa como interfaz lógico hacia las redes de paquetes de datos externas.

El PCU es el encargado de gestionar el interfaz aire de la red.

⁷⁹ Chen Hong ; Zhu Feifei ; Jin Hong ; Zhu Ping. "Design of the Two-way Smart Meter Based on Industrial Ethernet ". College of Energy and Power Engineering, Yangzhou University Yang Zhou, China. Beichen Electric Company Limited Yang Zhou, China. Septiembre 2011.

A nivel MAC, las asignaciones de recursos entre el uplink y el downlink se realizan de manera independiente (al revés de lo que sucede con GSM) y un mismo canal físico o PhyCh (Physical Channel) puede ser compartido por varios clientes.

Ventajas

- Los usuarios están “permanentemente conectados”.
- El terminal móvil se convierte en una ventana a Internet y a las intranets corporativas.
- Inmediatez de la conexión.
- El tamaño de los paquetes de datos suele ser corto (500 y 1000 octetos).
- Cada paquete es tratado como una entidad independiente.
- Posibilidades de expansión y mejoramiento de la red.
- Compatibilidad con el sistema GSM.
- Soporta el protocolo IP.
- La facturación del servicio GPRS se basa en el volumen de datos transferidos y no en el tiempo de conexión a la red. Por lo tanto se cobra solo cuando el sistema establece conexión con redes externas a la red.
- Cada elemento de red sabe cómo encaminar cada paquete.
- Los recursos se reservan solo cuando deben enviarse/recibirse datos, permitiendo un uso eficiente del espectro y de los propios recursos.

Desventajas

Capacidad limitada de la célula para todos los usuarios.

GPRS sí tiene un impacto en la capacidad actual de la célula. Existen recursos de radio limitados que tienen que utilizarse para diferentes aplicaciones. Las llamadas de voz y las de GPRS utilizan los mismos recursos de radio. El impacto depende del número de ranuras de tiempo que se le reservan a GPRS. Aunque también se

debe considerar que en horas de mucho tráfico GPRS ayuda a distribuir mejor los recursos

Alcanzar la máxima velocidad de transmisión de GPRS implicaría que un solo usuario utilizará las 8 ranuras de tiempo disponible, y sin protección contra errores.

Claramente, un operador de red no destinaría toda su capacidad a un solo usuario, por lo que la velocidad de GPRS es mucho más baja (115 kbps) en realidad al utilizar únicamente entre 1 y 3 ranuras de tiempo.

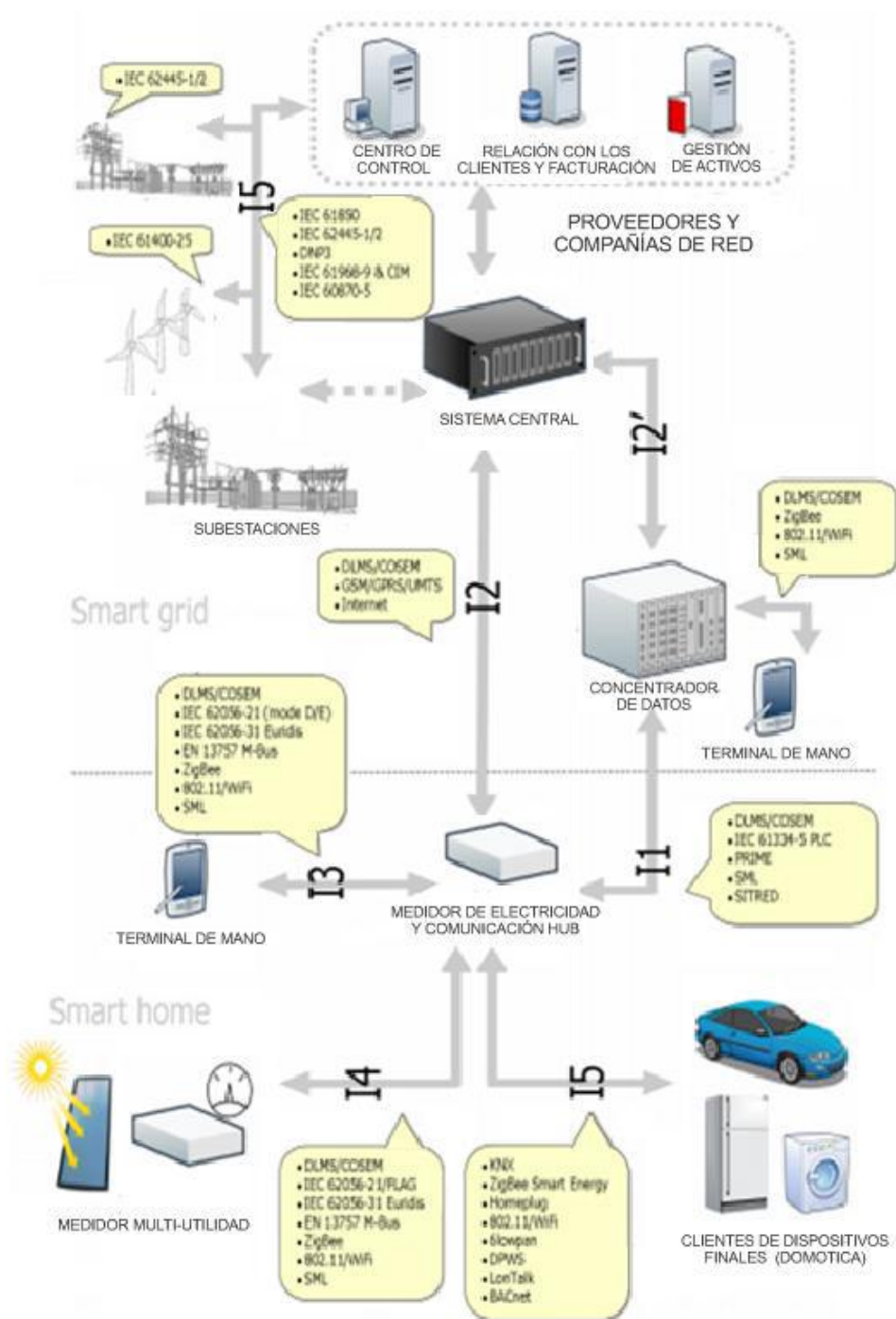
- **Z-Wave.**

Es una tecnología de comunicaciones inalámbricas de baja potencia diseñada para controlar de forma remota las aplicaciones (sistemas de entretenimiento, iluminación, electrodomésticos y otros) en entornos residenciales y comerciales ligeros.

Esta tecnología opera a diferentes frecuencias de alrededor de 900 MHz en diferentes lugares del mundo. El rango de alcance de Z-wave es de aproximadamente 30 metros en interiores y de 100 metros en exteriores

La Figura C4 muestra la arquitectura de una red inteligente y la posible distribución de los estándares de comunicación en cada uno de los campos principales mencionados anteriormente. Seguidamente se realiza una descripción de cada uno de los estándares más utilizados, resaltando sus principales características de operación.

Figura C4. Arquitectura de una red inteligente y distribución de estándares de comunicación analizados.



Fuente: "Analysis of State-of-the-art Smart Metering Communication Standars". K. De Craemer, G. Deconinck.