

**INTEROPERABILIDAD ENTRE MEDIDORES INTELIGENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA
RESIDENCIAL PARA EL DMQ BAJO LAS NORMAS ANSI**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Tesis previa a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
INTEROPERABILIDAD ENTRE MEDIDORES INTELIGENTES DE ENERGÍA
ELÉCTRICA RESIDENCIAL PARA EL DMQ BAJO LAS NORMAS ANSI**

**AUTOR:
ALEJANDRO DAVID ALDAS COLLAGUAZO**

**DIRECTOR:
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

Quito, Abril de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA

Yo, Alejandro David Aldas Collaguazo autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 8 de Abril del 2015

Alejandro David Aldas Collaguazo

CC: 1717721979

AUTOR

CERTIFICA

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos del trabajo de monografía titulado “INTEROPERABILIDAD ENTRE MEDIDORES INTELIGENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESIDENCIAL PARA EL DMQ BAJO LAS NORMAS ANSI” realizada por el Sr. Alejandro David Aldas Collaguazo, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 8 de Abril del 2015

Ing. Edwin Marcelo García Torres
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Alejandro David Aldas Collaguazo

*Este proyecto está dedicado
con mucho cariño y afecto a toda mi familia,
en especial y mis padres que con trabajo, entrega y
amor, han sabido sacar adelante a todos mis hermanos
y a mí en particular. La ayuda incondicional de mis hermanos
también han sido un pilar fundamental para poder llevar
a cabo este gran anhelado sueño. Gracias a Dios por
todas las bendiciones recibidas en mi vida, por su
generosidad y sobre todo por toda la salud
de mis seres queridos.*

AGRADECIMIENTO.

Alejandro David Aldas Collaguazo

*Quiero agradecer a todo el personal que me
en la realización de este trabajo, a todos mis maestros
por su trabajo y entrega a lo largo de los años de estudio,
a mis compañeros de aula por el tiempo compartido y
sobre todo al Ing. Marcelo García por su entrega y
paciencia en la elaboración de esta trabajo
de fin de carrera.*

INDICE DE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA	
DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTO	
RESUMEN	
ABSTRACT.....	
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	4
MEDICION INTELIGENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESIDENCIAL	4
1.1 Infraestructura Avanzada de Medición Inteligente	4
1.2 Contadores Eléctricos Inteligentes	10
1.3 Características de los Contadores Eléctricos Inteligentes – Normas ANSI.....	13
1.4 Tipos de Protocolos de Comunicación usada por contadores eléctricos inteligentes.....	15
1.5 Normativa aplicada a medición inteligente.....	31
CAPÍTULO II	34
CARACTERIZACION DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES	34
2.1 Análisis de las pérdidas no técnicas según los usuarios residenciales	34
2.2 Incidencia del tipo de asentamiento de los usuarios residenciales	41
2.3 Servicios ofertados a los clientes-consumidores residenciales	44
2.4 Impacto social	51
CAPÍTULO III.....	53
INTEROPERABILIDAD ENTRE MEDIDORES INTELIGENTES.....	53
3.1 Normas ANSI para medidores inteligentes.....	53
3.2 Estándar internacional para interoperabilidad.....	65
3.3 Análisis del mercado actual de fabricantes de medidores inteligentes	68
3.4 Interoperabilidad e interconexión entre medidores de diferentes marcas	75
3.5 Estudio de casos en el Ecuador	78

CAPÍTULO IV	82
ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDIDORES INTELIGENTES RESIDENCIALES	82
4.1 Análisis costo beneficio	82
4.2 Determinación de protocolos de comunicación de mayor rentabilidad	91
4.3 Estudio de factibilidad y proyección futura	93
4.4 Plan de negocio e ingeniería de proyectos	94
Conclusiones	97
Recomendaciones	100
Referencias.....	102

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. La arquitectura del sistema de red inteligente	7
Figura 1.2. Arquitectura de la red de comunicaciones para las redes inteligentes.	8
Figura 1.3. Comunicaciones Inalámbricas que se pueden usar en medición inteligente..	15
Figura 1.4. Diagrama conceptual de referencia de una red inteligente.....	17
Figura 1.5. Potenciales tecnologías para las comunicaciones en la red local	18
Figura 1.6. Capas del protocolo ZigBee	22
Figura 1.7. Capas del protocolo ZigBee	25
Figura 1.8. Velocidades de datos pico de selección de sistemas 2G y 3G	30
Figura 2.1. Diagrama de flujo de medición inteligente	49
Figura 2.2. Arquitectura de una red AMI	50
Figura 3 1. Medidor multifunción sentinel de la marca ITRON.	68
Figura 3 2. Medidor General Electric monofásico I-210+C.....	70
Figura 3 4. Contador inteligente trifásico libra-3.	71
Figura 3 4. Contador inteligente monofásico libra-1.....	73
Figura. 3.5 Estructura de Comunicaciones AMI-RFID EN GUAYAQUIL-ECUADOR	79
Figura 3.6: Zonificación geográfica de las tecnologías AMI en Guayaquil-Ecuador	80
Figura 4.1. Costo promedio de medidores en función del número de los mismos.....	86
Figura 4.1. Área de cobertura del EEQ.....	95

INDICE DE TABLAS

1TABLA 1.1 Comparación de las Tecnologías de comunicaciones para la red local.	21
2TABLA 1.2 Los parámetros de la capa física del 802.15.4	23
4TABLA 2.1 Requisitos para la implementación de una estructura de comunicación.	44
5TABLA 3.1 Especificaciones técnicas del medidor de energía digital trifásico	73
6TABLA 3.2 Especificaciones técnicas del medidor de energía digital libra 1	74
8TABLA 3.3 Tabla estándar de dispositivos de datos	77
9TABLA 4.1 Datos generales de la empresa eléctrica Quito.....	84
10TABLA 4.2 Costos de 3 diferentes marcas de medidores	86

11TABLA 4.2	Total de ingresos para medición inteligente durante 15 años	88
12TABLA 4.3	Flujo de efectivo durante los 15 años.....	89
13TABLA 4.4	Valores de ingresos y egresos traídos al presente	90
14TABLA 4.5	Indicadores para la toma de decisiones.....	91

RESUMEN

Alejandro David Aldas Collaguazo

alejoaldas@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen— Mediante el estudio de la interoperabilidad de medidores inteligentes de energía eléctrica residencial, se determinarán los protocolos de comunicación más adecuados y que se encuentran ofertados por los diferentes fabricantes, así como también el manejo e interpretación de datos en los que se basa la medición de cada uno de los medidores que existen actualmente en el mercado, de tal forma que permitan establecer el medio de interconexión entre ellos para poder integrar su información. Para ello serán consideradas las normas ANSI sobre las cuales se rige su operación.

Las tecnologías disponibles involucran tres elementos: Un sistema de comunicación, el equipo de medida y el Software de gestión de medida. Los sistemas de comunicación comprenden diversas tecnologías como la radio frecuencia RFID (que utiliza el espectro radioeléctrico no licenciado 902-928Mhz), GPRS-3G, LTE-4G, CDMA-450, ZigBee, etc.

Son muchos y muy diversos los aspectos a considerar el momento de implementar un sistema de medición inteligente; entre los que se destacan: Medición prepago, transmisión de datos, propiedad del canal de comunicación, costo de comunicación, mantenimiento, antenas y equipos de comunicación, equipos adicionales en la red de distribución (concentradores, acopladores, amplificadores), automatización de la gestión comercial de los clientes (cortes y reconexión), control del vínculo cliente/red, control de pérdidas (detección de fraude, alarmas, análisis automático de tendencias, balances), integración con otros sistemas de información (técnico, comercial, calidad, gestión de daños), tecnologías maduras y probadas, soporte, infraestructura adicional para mantenimiento, comunicación bidireccional entre el medidor y la empresa en línea y la integrabilidad y escalabilidad de la plataforma. Sin duda

que la posibilidad de obtener la interoperabilidad de los medidores eléctricos es también un aspecto muy importante a ser tomado en cuenta en el instante de implementar un sistema de medición inteligente.

Índice de Términos—Smart meter, AMI (advanced metring infrastructure), ANSI (American National Standards Institute), CDMA (acceso múltiple por división de código), AMR (lectura automática de medidores), HAN (sistema de gestión de energía en el hogar), LTE (evolución a largo plazo), MDMS (sistema de gestión de datos medidos), VAN (valor actual neto), SMS (servicio de mensajes cortos)

ABSTRACT

Alejandro David Aldas Collaguazo

alejoaldas@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Abstract- By studying the interoperability of smart meters for residential electricity, we will determine the most appropriate communication protocols that are offered by different manufacturers, as well as the management and interpretation of data in which the measurement is based each of the meters currently on the market, so that for establishing the network between them to integrate their information. To do so will be considered ANSI on which its operation is governed. Available technologies involve three elements: a communication system, the measurement equipment and management software measure. Communication systems include diverse technologies such as radio frequency RFID (which uses unlicensed radio spectrum 902-928Mhz), GPRS-3G-4G LTE, CDMA-450, ZigBee, etc.

They are many and varied aspects to consider when implementing a smart metering system; among which are: Measurement prepaid data transmission property of the communication channel, communication cost, maintenance, antennas and communications equipment, additional equipment in the distribution network (hubs, couplers, amplifiers), management automation commercial customers (cuts and reconnection), client control link / network, loss control (fraud detection, alarms, automatic trend analysis, balance sheets), integration with other information systems (technical, commercial, quality management, damage), mature and proven technologies, support additional infrastructure to maintain two-way communication between the meter and the online business and integrability and scalability of the platform. No doubt the possibility of interoperability of electric meters is also a very important factor to be taken into account at the time of implementing a smart metering system appearance.

Index Terms-Smart meter, AMI (advanced Metering infrastructure), ANSI (American National Standards Institute), CDMA (Code division multiple access), AMR (automatic meter reading), HAN (energy management system at home), LTE (long term evolution), MSDS management system (measured data), NPV (net present value), SMS (short message service)

INTRODUCCIÓN

El continuo avance tecnológico en relación a medir el consumo de energía eléctrica e integrar a los sistemas de distribución, comercialización, medición y facturación del servicio eléctrico que entregan las empresas distribuidoras de electricidad a sus clientes, ha llevado a la creación de las denominadas *redes eléctricas inteligentes (Smart Grid en inglés)*, como una forma de gestión eficiente de la electricidad que utiliza la tecnología informática para optimizar la generación y la distribución de la electricidad.

Las nuevas políticas implementadas en nuestro país, como el denominado Plan Nacional del Buen Vivir, que es el instrumento al que se sujetan las políticas, programas y proyectos públicos, busca establecer los mecanismos y normativas necesarias que permita implementar un sistema moderno de gestión de la energía.

La tendencia a futuro es el de poder tener un sistema dinámico de energía eléctrica en el cual participen activamente tanto las empresas de generación, transmisión y distribución, como los clientes finales de la energía, por medio de una red eléctrica inteligente.

La infraestructura de medición avanzada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), incorpora al usuario final en la cadena de gestión de información. Esta nueva tecnología permite interactuar con el cliente, personalizando el servicio, con nuevas alternativas para acceder al servicio en condiciones de calidad, economía y a la medida del cliente; permite la lectura y gestión comercial remota de los clientes, utiliza tecnología de TI como canal de comunicación.

A menudo las redes eléctricas inteligentes son asociadas solo con el uso de medidores eléctricos inteligentes y una comunicación de la empresa de servicios públicos con el cliente, pero su alcance es más que eso, de hecho su implementación permitiría tener control sobre la demanda de la energía eléctrica, servicio prepago del consumo de energía, cortes y reconexiones instantáneas, entre otras ventajas.

Los medidores inteligentes es solo uno de los servicios que trae consigo las Smart Grid; una red de distribución inteligente debería traer consigo además la utilización de controles automáticos y sensores y debería poder permitir el almacenamiento de energía y generación distribuida.

Las empresas proveedoras de servicios básicos (agua, energía eléctrica y gas natural, principalmente) se enfrentan al problema común de tener que realizar mediciones manuales periódicas a sus clientes. Debido a las diferentes variables involucradas (miles de mediciones de consumo, clientes dispersos geográficamente, dificultad de acceso a los hogares, etc.) el proceso de medición y facturación es un problema complejo y costoso, desde el punto de vista computacional y económico. Además se hace cada vez más relevante el control del consumo del servicio de manera detallada, para brindar satisfacción al cliente y permitir planes de consumo con tarifas más atractivas.

Actualmente las empresas eléctricas realizan un proceso de medición manual del consumo de energía por medio de un técnico especializado una vez al mes, otras en cambio, aplican la tele-facturación del costo total del consumo de la energía.

Un efecto secundario del sistema actual de facturación es el hecho de que el proceso manual de medición puede producir errores en la medida del consumo, que se reflejan en una facturación incorrecta.

Desde el punto de vista de la empresa, el proceso de lectura de medidores involucra una gran cantidad de recursos humanos y tiempo que suponen un alto costo, ya que hay que contar con una plantilla de técnicos que se desplacen a los hogares y hagan las mediciones. Posteriormente, otros empleados deberán introducir de forma manual los datos de medición en el sistema de gestión y facturación de la empresa, lo que supone aún más gasto para la empresa, tiempo empleado y posibilidad de errores.

Para mejorar estos procesos, las empresas de servicios básicos están comenzando a implantar medidores inteligentes o smart meter en los hogares de los clientes. Los medidores inteligentes son dispositivos que recogen en tiempo real las mediciones de consumo y las envían por medio de comunicación inalámbrica a la empresa de distribución. Los datos de medición se cargan de forma automática en los sistemas de gestión de la empresa.

El grave problema que se presenta al implementar actualmente un sistema de medición inteligente, es el hecho de que los diferentes fabricantes de estos medidores manejan tecnologías propietarias que imposibilitan el poder obtener una interconexión de la información que receptan y envían estos medidores, ligando a los consumidores y a las empresas distribuidoras a trabajar globalmente con determinadas marcas. La posibilidad de lograr obtener la interoperabilidad entre las diferentes marcas de medidores, permitiría un

mayor desarrollo del mercado de los medidores inteligentes, en búsqueda de brindar más y mejores servicios a los clientes, lo que traería beneficios tanto a las empresas de distribución como a los clientes.

Este tipo de sistemas que permiten manejar nuestro entorno de manera automatizada y recolectar datos automáticamente se encuadran en iniciativas como Smart Cities, Smart Houses o Smart Meters que definen cómo deben ser las ciudades, hogares y medidores inteligentes que se utilizan para controlar de forma automática diversos aspectos del entorno.

CAPÍTULO I

MEDICION INTELIGENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESIDENCIAL

En este capítulo se recopilará la información relacionada con la medición inteligente de energía eléctrica residencial y su estado del arte a nivel local, nacional e internacional, los avances que se han desarrollado desde los sistemas tradicionales de medición de energía, basados principalmente en las lecturas manuales del consumo, hasta los modernos sistemas remotos de registro y facturación. Se efectúa una descripción de los medidores inteligentes, sus características, principio de funcionamiento y su estructura. Se desarrolla también el tema referente a los protocolos de comunicación utilizados por los medidores inteligentes, sus principales características, su importancia y su funcionalidad. La normativa vigente, y que rige la operación de los modernos medidores eléctricos, es otro tema muy importante que se trata en el presente capítulo.

1.1 Infraestructura Avanzada de Medición Inteligente

Actualmente están en pleno desarrollo las tecnologías de comunicación digital y de control, los sistemas avanzados de comunicación para distribución automática como la Unidad Terminal Remota RTU, así mismo los sistemas SCADA y de igual forma las herramientas y los softwares innovadores que permiten efectuar una comunicación entre los dispositivos del hogar. Este desarrollo, conjuntamente con los avances de la microelectrónica, permiten obtener un sistema moderno de medición de energía que integre registro, facturación, cortes y reconexiones y hasta un sistema de ahorro y eficiencia energética por parte de los usuarios, todo esto resultaba impensable hasta hace algunos años atrás.

Las tecnologías existentes para el monitoreo y control en tiempo real, la estandarización de las comunicación a nivel de datos, la seguridad cibernética y la interoperabilidad en las redes eléctricas inteligentes desempeñan un rol esencial a la hora de desarrollar una moderna infraestructura de comunicación. El establecimiento de los estándares apropiados, el tipo de seguridad y la interoperabilidad requieren de un estudio cuidadoso en el momento de llevar a cabo una red de comunicación. [1]

Descripción y Características de las Tecnologías de Comunicación

Las cinco características de las tecnologías de comunicación en las redes eléctricas inteligentes son:

1. Un gran ancho de banda
2. Comunicación digital IP-habilitado (IPv6 preferiblemente)
3. Encriptación
4. Seguridad cibernética
5. Soporte y calidad del servicio y voz sobre protocolo de internet (VoIP)

Hoy en día las tecnologías para las comunicaciones alámbricas e inalámbricas pueden incluir:

Multiprotocol Label Switching (MPLS): Redes de comunicación de alto rendimiento para la transmisión de datos entre nodos de una red.

Worldwide Interoperability for Microwave Access (WiMax): Tecnología inalámbrica de comunicación para la transmisión de datos punto a multipunto utilizando el internet.

Broadband over Power Lines (BPL): Línea eléctrica de comunicación con acceso a internet.

Wi-Fi: Red de área local inalámbrica de uso común.

Otras tecnologías adicionales incluyen fibra óptica, la denominada tecnología tipo malla y el espectro de propagación multipunto. La intercomunicación segura de hardware y software puede requerir configuraciones entre varios tipos de topologías de red. A continuación se muestra un resumen de las topologías de red más probables.

Local Area Network (LAN).- Consiste de dos o más componentes y alta capacidad de almacenamiento en disco (servidores de archivo), que permiten que todos los componentes de una red puedan acceder a un conjunto de normas comunes. LAN es un sistema operativo que interpreta la entrada de información, gestiona a los dispositivos de la red y permite a los usuarios de la misma comunicarse entre sí. Cada dispositivo de hardware (computadoras, impresoras y demás) en una red LAN es un nodo. La red LAN puede operar o integrar varios cientos de computadoras, combina la alta velocidad de transmisión de información entre una distancia de 1 a 10 km, también puede acceder a otras redes LANs o aprovechar una red WAN (Wide Area Networks). [1]

Home Access Network.- Es una red LAN limitada para el uso en una vivienda o casa. Permite el control remoto de dispositivos digitales y electrodomésticos automatizados dentro de una vivienda. Los medidores eléctricos inteligentes, los aparatos inteligentes y un sistema de control basado en la Web, pueden ser integrados en este nivel o red.

Neighborhood Area Network (NAN).- Es una red de comunicación inalámbrica, se la utiliza para aplicaciones de distribución de información inalámbrica de manera local. Idealmente cubriría una superficie mayor que una red LAN.

Algunas tecnologías y estructuras de red utilizadas para desarrollar una red eléctrica inteligente se centran en la integración e interoperabilidad de los diferentes subsistemas dentro de la red. Los subsistemas pueden ser constituidos por el grupo de edificios, sistemas, individuos, o dispositivos que tengan características similares de comunicación:

Generación Masiva: Incluye la interfaz de servicios de mercado, planes de sistemas de control; esta parte de la red interactúa con el mercado de operación y transmisión a través de redes WAN, subestaciones LAN y el internet.

Transmisión: Incluye dispositivos de subestaciones y controles, recolectores de datos y almacenamiento de energía eléctrica; este subsistema interactúa con la generación masiva y realiza operaciones a través de redes WAN y subestaciones LAN integrado con la parte de distribución.

Distribución: Este subsistema de red interactúa con la operación y los consumidores o usuarios a través de la red FAN (red de área presentada o archivada).

Usuarios: Incluye los equipos de los usuarios, medición, sistemas de gestión de energía (EMS), almacenamiento de energía eléctrica, aparatos eléctricos y demás.

Proveedores de Servicios: Incluye a las empresas distribuidoras y a las empresas que manejan los servicios de facturación a los clientes y así sucesivamente en función del

crecimiento de la red. En esta parte de la red se interactúa con las operaciones y los clientes principalmente a través del Internet.

Operaciones: Incluye el sistema de gestión de la energía EMS, sistemas de gestión de acceso vía Web (WAMS), y los sistemas SCADA. Esta parte de la red puede dividirse para transmisión y distribución.

Mercado: Incluye inversionistas y otros participantes del mercado. [1]

Para obtener una idea general que permita aclarar el concepto de la arquitectura en la cual se basa una red eléctrica inteligente se puede observar la figura 1.1.

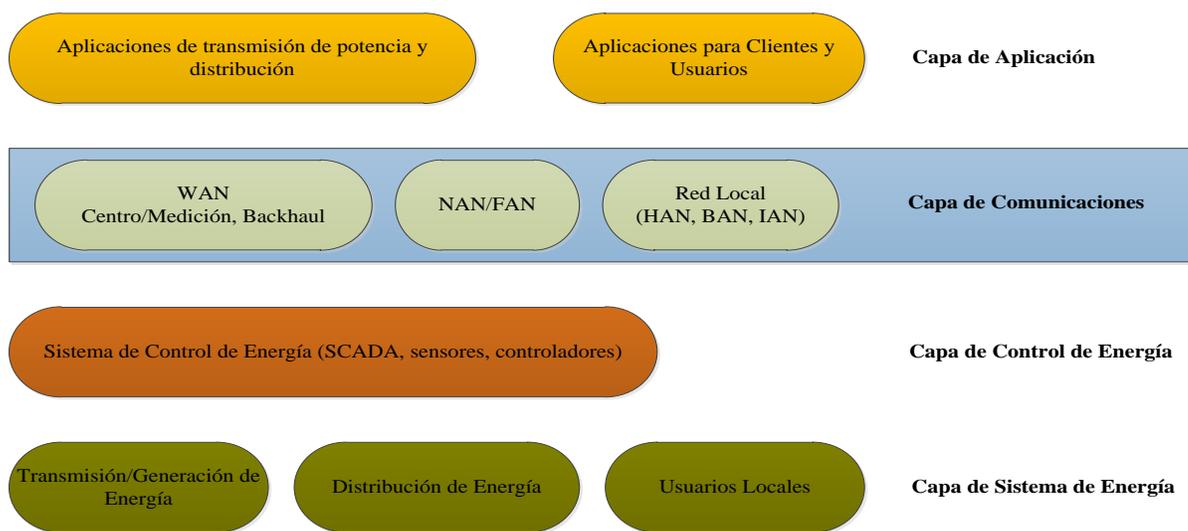


Figura 1.1. La arquitectura del sistema de red inteligente

Fuente: [2] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

Las redes de comunicación en las Redes Eléctricas Inteligentes, de acuerdo con su alcance y características, son principalmente de tres tipos: La red local, NAN/FAN y la red WAN como se muestra en la figura 1.2.

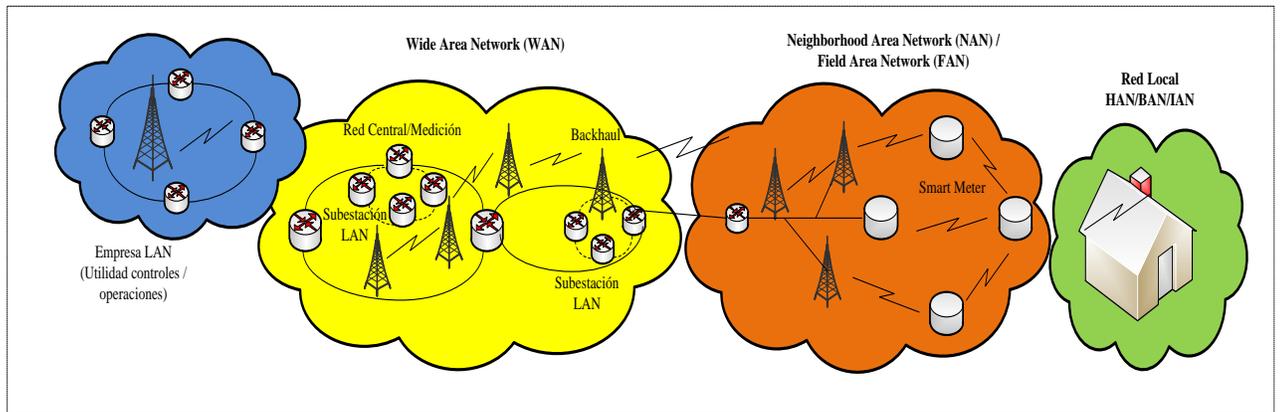


Figura 1.2. Arquitectura de la red de comunicaciones para las redes inteligentes.

Fuente: [2] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

Los evolución y desarrollo que se han llevado a cabo en los medidores inteligentes disponibles en estos días, han permitido obtener dos importantes estructuras de gestión de la información, la primera es la *lectura avanzada de medidores* (advanced meter reading AMR) y la otra es la *infraestructura avanzada de medición* (advanced metering infrastructure AMI).

La AMR es la medición típica en la que la comunicación de la información de los medidores se realiza en un solo sentido la misma que permite a las empresas distribuidoras obtener los datos del medidor remotamente, eliminando o reduciendo la necesidad de llevar a cabo lecturas manuales de los medidores. Los costos asociados con la AMR son un reflejo de los costos típicos de la implementación de medidores inteligentes. El objetivo es el de obtener datos precisos de los medidores para que se pueda lograr una facturación precisa a los clientes. [3]

AMI, sin embargo brinda funciones adicionales a las de la AMR que pueden extenderse mucho más allá del despliegue de la simple medición inteligente. AMI es la red donde convergen, tanto la infraestructura de comunicación, como el apoyo que brinda la infraestructura de información. La creación de una red de comunicación que centre toda la información de manera segura, confiable y con requerimientos rigurosos de un buen manejo de los datos a ser transmitidos, ha sido la principal motivación que ha llevado al desarrollo de esta infraestructura. El principal problema a la hora de implementar una AMI, es el hecho

de que es una tecnología relativamente nueva para las empresas distribuidoras y en general para todas aquellas relacionadas con el mercado eléctrico ya sean estatales, públicas o privadas, sin embargo existen iniciativas para la implementación de esta infraestructura a gran escala con el fin de obtener mayor seguridad en el manejo de la información. Las industrias de telecomunicaciones, cable y de seguridad informática ofrecen muchos ejemplos de los requisitos, estándares y las mejores prácticas que pueden ser aplicados directamente en la implementación de una AMI. Las funciones de una AMI se pueden subdividir en tres categorías:

Aplicaciones de Mercado: Permitirá reducir o eliminar los trabajos de transportación y todos los relacionados con la lectura y mantenimiento de los medidores tradicionales, aumentará la precisión del valor a facturar por el servicio eléctrico así como reducir los tiempos de ejecución de los procesos; mientras que se reducirá la morosidad de los usuarios y consumidores que estarán informados y podrán participar de la gestión energética que se llevara a cabo.

Aplicaciones Cliente: Sirve para influenciar en los clientes a fin de crear una conciencia de reducción del consumo de energía eléctrica, de igual manera permitiría reducir la morosidad en el cobro de las planillas, mejorar el flujo de caja para las empresas distribuidoras así como también mejorar la comodidad y satisfacción de los clientes, ofrece respuestas a la demanda y la gestión de la energía eléctrica para mejorar la fiabilidad y rendimiento del sistema.

Operaciones de Distribución: Permite restringir el suministro de energía a los usuarios a fin de poder gestionar la red eléctrica, optimiza la red en base a la lectura de los datos recogidos, permite gestionar el corte y reconexión del suministro eléctrico a los usuarios, reduce las pérdidas de energía, mejora el rendimiento en caso de corte de energía con la reducción de los tiempos de restitución del servicio y la optimización del sistema de distribución y gestión de la generación distribuida, proporciona respuestas de emergencia a la demanda. Una extensión de una AMI la constituirían los medidores inteligentes que manejan el consumo de los servicios de gas y agua de los usuarios. [1]

1.2 Contadores Eléctricos Inteligentes

El objetivo principal de un medidor eléctrico es el de contabilizar el consumo de la energía a través de mediciones que determinan la cantidad energética que consume un determinado usuario. Los medidores eléctricos son ampliamente utilizados en edificios comerciales y residenciales, así como en viviendas en las zonas rurales y urbanas de una determinada comunidad. En el pasado, y aunque hoy en día se sigue llevando a cabo esta técnica en países como el nuestro, los trabajadores de las empresas distribuidoras de energía, encargados del registro del consumo eléctrico, tienen que visitar físicamente a cada medidor con el fin de poder llevar a cabo la lectura de su consumo y posteriormente realizar la facturación del mismo. Obviamente este proceso es ineficiente ya que los valores de energía consumida y por los cuales se factura, no representan la realidad, por ejemplo puede existir un error en la lectura por parte del personal que visita al medidor, puede ocurrir que no se facture a la fecha establecida por posibles fallos en el sistema manual de registro lo que transforma en pérdida económica para las empresas distribuidoras, etc. Ante estos posibles inconvenientes en el registro del consumo, muchas empresas distribuidoras, para compensar estas pérdidas y obtener utilidades, han sido compensadas mediante el uso de complejas fórmulas que pueden ser considerados como secretos comerciales a fin de asegurar que los consumidores obtengan un trato justo. Por otro lado, los consumidores probablemente fueron facturados a un bajo costo para asegurar que las empresas distribuidoras no puedan ser demandadas por sus inadecuadas prácticas contables, en fin, son muchos los problemas que se presentan en el actual sistema de registro del consumo de la energía eléctrica [3].

El uso de esta antigua tecnología de medición también se ha traducido en una pérdida de ingresos económicos para las empresas distribuidoras, si pudieran de alguna manera hacer cifras exactas de todo el consumo real de energía por parte de los grandes consumidores, lo más probable es que se den cuenta de que deberían haber obtenido mayores ingresos económicos. [3]

El problema que tienen las empresas distribuidoras es que necesitan un medidor inteligente para cada consumidor e incluso las pequeñas empresas distribuidoras tienen cientos y miles de personas como clientes. Las empresas distribuidoras más grandes y las empresas distribuidoras de propiedad privada pueden tener millones de clientes. De tal manera que el

núcleo del problema que se presenta a la hora de implementar un sistema inteligente de medición eléctrica, radica en los costos asociados con el cambio de los medidores antiguos por los modernos medidores y el cómo construir una red de comunicaciones que admita el administrar este gran número de clientes y usuarios. Como resultado de ello, las empresas distribuidoras no tienen desplegados medidores realmente inteligentes ya que el costo-beneficio de la tecnología para llevarlo a cabo no puede ser cubierta actualmente si no, y de acuerdo a políticas de desarrollo, en años futuros. [3]

Los medidores inteligentes han cambiado la dinámica de la medición eléctrica tradicional y la de otros servicios básicos como el agua y el gas, de forma espectacular. En lugar de leer la cantidad consumida de electricidad durante un mes, el medidor inteligente lee el consumo eléctrico cada hora o incluso con mayor frecuencia. El medidor digital de estado sólido registra lecturas por hora y transmite periódicamente los datos de nuevo a la empresa distribuidora. Estos medidores también supervisan el estado de la energía eléctrica que pasan a través de ellos y permiten comunicar todas las perturbaciones que se presentan (huecos de tensión o picos, distorsiones de la forma de onda, etc.) o interrupciones de energía a las empresas distribuidoras. Por otro lado las empresas distribuidoras también pueden comunicarse con los medidores inteligentes de manera individual para instalar nuevas actualizaciones de software, conectar o desconectar de forma remota el servicio de energía, o consultarlos para obtener datos en tiempo real sobre el circuito que se está monitoreando. Algunos medidores inteligentes transmiten sus datos a través de una red de radiofrecuencia RF de propiedad de la empresa distribuidora; cada medidor en esta tecnología está equipado con un radio transmisor que transmite sus datos a uno de los puntos de acceso de red de la empresa distribuidora, tanto los medidores como los puntos de acceso son los dos componentes de un sistema de malla de RF. Este sistema permite a cada componente poder enviar y recibir datos de otros componentes cercanos, así mismo los medidores y otros dispositivos de detección pueden enviar y recibir datos de forma segura desde y hacia las empresas distribuidoras a través de la red de radio frecuencia. El sistema proporciona una comunicación de dos vías para la supervisión del circuito en el que está instalado el medidor.

Otro método de transmisión de datos para el medidor inteligente es sobre el protocolo de internet IP basado en las redes inalámbricas públicas. El uso de medidores inteligentes que funcionan con esta tecnología permite a las empresas distribuidoras implementar rápidamente soluciones de redes inteligentes seguras y escalables sin la necesidad de efectuar gastos adicionales que conllevaría la construcción de una red de comunicación privada.

Los medidores eléctricos inteligentes también permiten reducir los costes de operación de las empresas eléctricas y las empresas distribuidoras, debido a que se transmiten los datos por medio de la red de comunicación, no tienen que ser visitados periódicamente por personal que lleve a cabo la lectura del medidor; esto reduce los costos de mano de obra de la empresa y también elimina los errores en la facturación causados por una lectura errónea que pueda ocurrir. [4]

El conocimiento por parte de los consumidores de la energía eléctrica sobre cuánto pagan por kilovatio hora y el cómo y cuándo utilizar la energía, dará lugar a una mejor información sobre los precios y una facturación más precisa, además de garantizar la detección, corte del suministro y restauración del servicio más rápidamente. Las características adicionales con las que cuentan los medidores inteligentes permitirán obtener tasas de demanda-respuesta, créditos fiscales, opciones tarifarias, y la participación de programas voluntarios que incentiven la reducción del consumo eléctrico por parte de los consumidores. Sin embargo, otras características incluirían la conexión y desconexión remota del servicio a los usuarios, control de aparatos y vigilancia, el termostato inteligente, una monitorización mejorada de la red, distribución y medición prepago.

Con la asistencia gubernamental, el despliegue a gran escala de los medidores eléctricos inteligentes ha comenzado en las Academias de los Estados Unidos que se enfocan en la investigación y desarrollo de herramientas de medición y técnicas para mejorar el análisis de la red eléctrica, y con ello lograr la estabilidad del voltaje y la evaluación y mejora de las protecciones eléctricas en la red. [1]

Los medidores eléctricos inteligentes se utilizan para recopilar información en lo referente al consumo de la energía eléctrica, así como para llevar a cabo servicios de control tales como la desconexión del servicio a los usuarios. Mientras que el uso de la energía es una medida

del consumo, la desconexión del servicio se refiere a la capacidad que tiene el medidor de aislar un circuito entre la empresa distribuidora y una vivienda o usuario del sistema. Los medidores son inteligentes ya que proporcionan la capacidad de interactuar entre el usuario a las empresas distribuidoras desde una ubicación remota centralizada, a través de comunicaciones de dos vías, además ofrecen la posibilidad de activar los sistemas de transmisión para que puedan tomar decisiones automáticas programadas en base a la información recopilada por los medidores. Esto significa que el medidor puede interrumpir eficazmente el suministro del servicio eléctrico en un determinado sitio, si se recibe la orden de hacerlo, a través del control establecido por un ser humano o de forma automática a partir de un evento establecido por un ordenador.

1.3 Características de los Contadores Eléctricos Inteligentes – Normas ANSI

Los medidores inteligentes tienen dos funciones: proporcionar datos sobre el consumo de energía a los clientes (usuarios finales) para ayudar al control de su consumo energético y los costos que ello representa y la segunda función es el envío de datos a las empresas distribuidoras para el control del factor de carga, determinar los requisitos de carga máxima, y desarrollar las estrategias de fijación de precios sobre la base de la información del consumo proporcionados por la lectura automática de los datos. Esto se logra gracias a la comunicación de dos vías, entre los consumidores y las empresas distribuidoras de energía. El desarrollo de los medidores inteligentes se ha previsto tanto para los servicios de electricidad, agua y gas. [5]

Los medidores utilizan el protocolo ANSI C12.18 para enviar y recibir instrucciones. El protocolo estandariza la manera en la que pasa la información entre el medidor y el concentrador. Además de transmitirse la información a través de este protocolo, un sistema de radio frecuencia (RF) de 900 MHz de la red mallada se utiliza para mover cargas útiles de un dispositivo a otro. La red de radio frecuencia (RF) proporciona el medio de transporte por medio del cual el medidor puede transmitir su “tabla de datos” (es decir, los datos empaquetados C12.19). Tanto los medidores inteligentes como los concentradores disponen de interfaces que se encargan de la comunicación entre ellos. Los datos empaquetados C12.19 es lo que pasa sobre la red de radio frecuencia entre el medidor y el controlador de acceso.

Este estándar se utiliza con el fin de garantizar que la información sea común entre lo que se envía y lo que se recibe entre los medidores eléctricos inteligentes y los concentradores. Esto representa el protocolo ANSI C12.19, que los datos sean “empaquetados”. A continuación, el medidor inteligente podría enviar la tabla de datos a su interfaz de comunicaciones que son transmitidos a través de la red mallada. El envío de la tabla de datos a su interfaz de comunicaciones sería como que el medidor estuviese diciendo que el paquete está listo para la transmisión, lo que demuestra cómo funciona el proceso del protocolo C12.18. Luego los datos actualizados se representarían a través de la red mallada y al llegar al siguiente medidor, este podría entender que es lo que está recibiendo y decidir si abre la tabla de datos y leer la línea de datos recibidos. Esto puede ser un enfoque simple para la transmisión del mensaje, pero es de suma importancia el poder entenderlo ya que la simplicidad del intercambio de mensajes se vuelve extremadamente importante cuando se quiere escalar o integrar la comunicación entre millones de medidores. [3]

Los medidores se conectan al concentrador del medidor inteligente, el concentrador tiene la capacidad de conectarse a una red WAN, por lo general por medio de una red IP, es aquí en donde el mundo de la medición consigue la transición al mundo de la tecnología de la información. Cuando el paquete de información llega finalmente al concentrador, a través de la infraestructura de red, esta información es administrada por un sistema de control de medición o un sistema de gestión de datos de medición. El tema importante a tener en cuenta en los concentradores es que no existe uno para cada número determinado de medidores ya que el concentrador puede ser un medidor más entre los medidores. Los concentradores cuentan con una interfaz que se conecta con un punto de la malla de red y otra interfaz que se conecta a través de la red WAN.

El protocolo C12.21 es usado cuando los concentradores utilizan comunicaciones a base de un modem telefónico para obtener los datos a través de una red WAN. Un modem telefónico puede ser incorporado en el concentrador o a su vez el concentrador puede estar conectado a un modem de acceso telefónico, dependiendo de la preferencia y características de la empresa distribuidora. Si bien el protocolo C12.22 se utiliza donde los concentradores utilizan redes de comunicación de datos, una tarjeta de banda ancha o línea alquilada puede

ser utilizada para transmitir la información del protocolo C12.22. En cualquiera de los casos, el punto del protocolo es permitir que la información se pueda transmitir a través del enlace de comunicaciones WAN que está disponible. Por ejemplo, se podría llevar a cabo la transmisión de un paquete de información de C12.18 a través de un C12.22 si el protocolo C12.21 se ha especificado para la transmisión del paquete. Los protocolos simplemente deben decirle al concentrador cómo manejar la información y cómo debe ser transmitida al siguiente destino; esto es administrado generalmente por un grupo de tecnologías de información dentro de la empresa distribuidora. [3]

1.4 Tipos de Protocolos de Comunicación usada por contadores eléctricos inteligentes.

Las tecnologías inalámbricas son una opción a tener en cuenta para el despliegue de las aplicaciones de una red eléctrica inteligente y en especial para un red de medición inteligente. Las comunicaciones inalámbricas emplean radiofrecuencia RF como medio para la interconexión de los nodos de la red. El espectro de RF no solo que es un recurso escaso sino que debe ser regulado para permitir el uso adecuado de la misma, pero también tiene diferentes propiedades dependiendo de la frecuencia de funcionamiento, lo que hace que las diferentes frecuencias sean de interés para diferentes aplicaciones. La figura 1.5 muestra las diferentes aplicaciones y las bandas aproximadas de frecuencias que ellas usan.

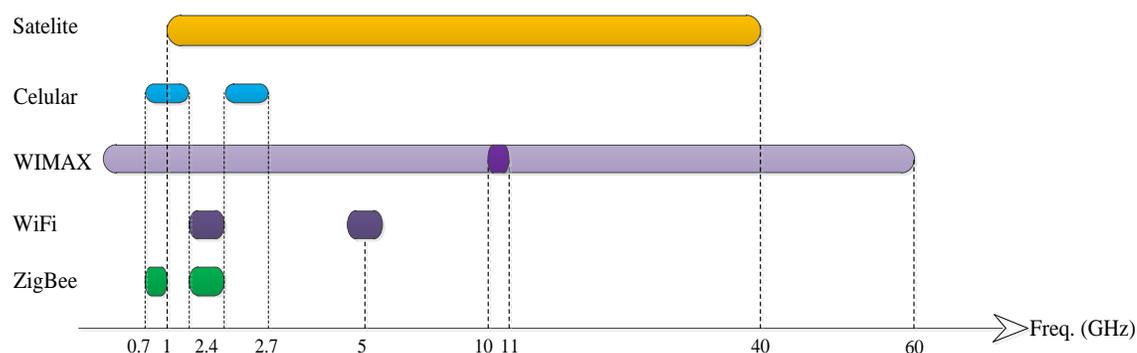


Figura 1.3. Comunicaciones Inalámbricas que se pueden usar en medición inteligente

Fuente: [2] L. T. Berger and K. Iniewski, Smart grid: applications, communications, and security. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

Como regla general, cuanto menor sea la frecuencia mejor será el obstáculo de penetración. Esto hace que las bandas de frecuencia más bajas sean apropiadas para las comunicaciones *sin línea de visión* (non-line-of-sight NLOS). Las frecuencias más altas implican atenuaciones más altas tanto en la propagación del espacio libre y el causado por los obstáculos, lo que limita a estas bandas a las comunicaciones de *línea de visión* (line-of-sight LOS). Por otro lado, las bandas de frecuencia más bajas tienen menos anchos de banda disponible, lo que repercute directamente en la capacidad de alcance, mientras que las bandas de frecuencia más altas tienen el potencial de emplear mayores anchos de banda.

Diferentes tipos de tecnologías inalámbricas también tienen diferente disponibilidad, tiempo de sensibilidad y características de seguridad que puede limitar las aplicaciones para las cuales son determinadas. Las tecnologías inalámbricas pueden ser utilizadas en el campo del medio ambiente a través de las redes eléctricas inteligentes incluyendo las plantas de generación, sistemas de transmisión, subestaciones, sistemas de distribución y los clientes de comunicaciones locales. La elección del tipo de sistema inalámbrico a ser utilizado debe hacerse con el conocimiento de la tecnología adecuada para la aplicación que se requiere. El plan de acción prioritaria (*Priority Action Plan PAP 2*) [6] de la *National Institute of Standards and Technology (NITS)* se centra en la identificación de los requisitos para el uso de tecnologías inalámbricas para las redes inteligentes [7] y proporciona un marco de evaluación de las fortalezas y debilidades de la tecnología inalámbrica que se pretenda implementar para ayudar a las decisiones de diseño de las redes inteligentes. La Figura 1.5 muestra una versión simplificada del diagrama conceptual de las redes inteligentes desde la visión del NITS [7]. Contiene las diferentes partes que conforman una red inteligente, incluyendo las redes de comunicación necesarias para la interconexión de los principales actores de una red eléctrica inteligente.

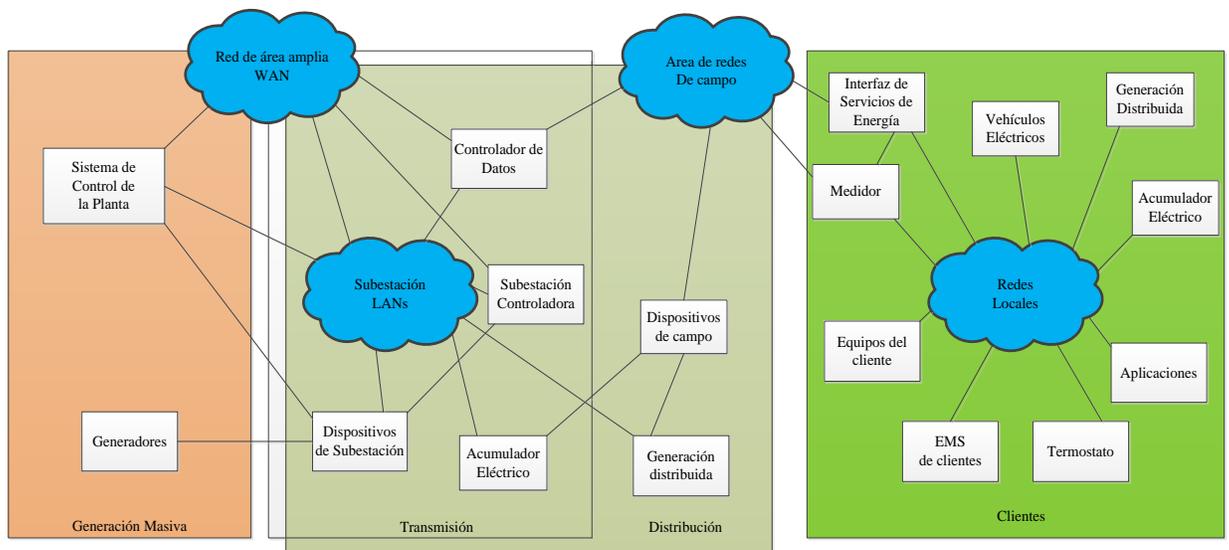


Figura 1.4. Diagrama conceptual de referencia de una red inteligente

Fuente: [8] “PAP02objective2 < SmartGrid < TWiki.” [Online]. Available: <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/PAP02objective2>. [Accessed: 26-Jun-2013].

En los siguientes párrafos se efectuará una descripción detallada de las tecnologías disponibles para llevar a cabo la comunicación de los medidores eléctricos inteligentes.

Red Local: Ubicado en las instalaciones del usuario, es el responsable de la interconexión de los equipos del usuario, aparatos, medidores, y todos aquellos equipos y dispositivos que juegan un papel importante en las instalaciones de los usuarios. La red local es el fin de la arquitectura de red, que consta de todos los aparatos interconectados en el hogar, vehículos eléctricos y demás equipos eléctricos en las instalaciones de los usuarios. Proporciona acceso a las comunicaciones de los aparatos en las instalaciones de los usuarios y las interfaces de la red inteligente. La red local es de gran importancia para la red inteligente ya que es la red esencial dedicada a la AMI y a la gestión de la demanda DSM para, de esta manera darse cuenta de la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y el control directo de la carga. Las redes se pueden clasificar en HAN, BAN e IAN en función del entorno residencial, comercial e industrial en donde tienen aplicación. Por lo tanto, las funciones de las redes locales varían de acuerdo a los entornos de desarrollo. Por ejemplo, las redes HAN proporcionan comunicaciones para los electrodoméstico y los equipos que permiten la

gestión de la energía utilizada en el hogar. Las redes BAN e IAN son utilizadas en clientes comerciales e industriales, con especial aplicación en el desarrollo de la automatización, ventilación, calefacción, aire acondicionado y otros servicios para la gestión energética industrial. La red local está conectada a la red inteligente a través de los medidores inteligentes, que proporcionan capacidades de gestión de la energía tanto a los consumidores como a las empresas distribuidoras. Con la red local, los consumidores pueden manejar la energía del lado de la demanda. La red local también es compatible con varios servicios adicionales de las empresas distribuidoras como el servicio prepago, mensajería de la información del usuario, precios y control en tiempo real y respuesta a la demanda. Para estas aplicaciones de gestión de la energía, no es necesario un alto ancho de banda. Los requisitos más importantes de la red son la baja potencia, el bajo costo, la baja latencia y la cobertura segura de las comunicaciones locales. Una visión general de los estándares de comunicación existentes a través de diferentes capas de protocolos que pueden ser utilizadas en las redes inteligentes se muestra en la Figura 1.7.

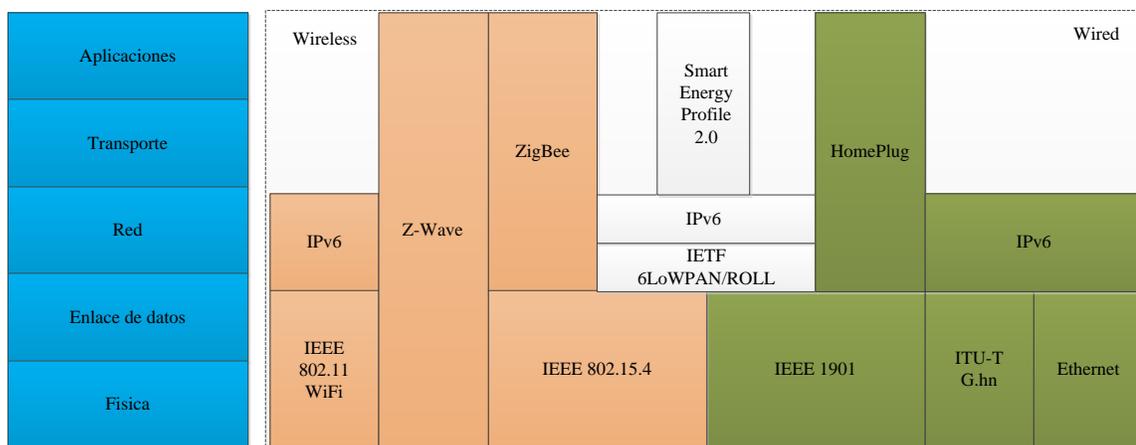


Figura 1.5. Potenciales tecnologías para las comunicaciones en la red local

Fuente: [3] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

A continuación se realizara la descripción de las principales características de la tecnología más común para las aplicaciones de la red local: ZigBee.

ZigBee es un estándar de comunicación inalámbrica de bajo consumo de energía, bajo costo y de una comunicación de dos vías utilizado para el control residencial en el hogar, control de edificios y la gerencia de una planta industrial. Este estándar está basado en el estándar IEEE 802.15.4 [8]. El alcance de transmisión de ZigBee está entre los 10 y 75 metros y hasta 1500 metros para ZigBee Pro. La capa IEEE 802.15.4 MAC controla el acceso al canal de radio utilizando el portador de acceso múltiple con mecanismo de prevención de colisiones (CSMA-CA). ZigBee soporta múltiples topologías de red incluyendo la tipo estrella, árbol y la topología de red mallada. Es capaz de acomodar hasta 65 000 nodos en una red. Con la adopción del sistema de seguridad estándar de la industria AES 128 [9] , ZigBee es capaz de establecer una red inalámbrica segura. La ZigBee Alliance ha creado varios perfiles públicos, que definen estándares de interfaces y las definiciones de dispositivos que permitan la interoperabilidad de los diferentes equipos de distintas marcas. El perfil ZigBee Smart Energy ofrece una solución inalámbrica para establecer la red en las instalaciones de redes eléctricas inteligentes y permite definir los estándares para las aplicaciones que incluyen la medición, la fijación de precios, la respuesta de la demanda y la gestión de la carga en el entorno residencial, comercial o el de iluminación. [2]

Con una interfaz ZigBee, los consumidores no solo serán capaces de controlar la temperatura de un calefactor eléctrico, sino que también serán capaces de gestionar de forma remota el sistema eléctrico de calefacción (asumiendo que estos equipos tienen la interfaz ZigBee). O el usuario podría tener en sus manos el control de su sistema de aire acondicionado de tal manera que la empresa distribuidora pueda apagar el equipo en caso de que se necesite ahorrar energía o direccionar la misma a otra zona del sistema de distribución. Este tipo de control representa para las empresas distribuidoras la respuesta de la demanda como un programa que se puede utilizar para gestionar el consumo de energía.

Otra característica clave de esta red local es que los usuarios pueden ver realmente la cantidad de energía que consumen en tiempo real, como un valor de dinero, lo que permite obtener características como pago anticipado de la electricidad, o que los consumidores puedan ajustar su comportamiento de consumo de energía, ya que reconocen que están realizando un consumo alto de energía durante cualquier periodo de tiempo dentro de un mes. [3]

ZigBee distingue tres tipos de dispositivos: los coordinadores, routers, y los dispositivos finales. El coordinador de la red ZigBee es la raíz y el puente entre la red y otras redes, y coordina la red incluyendo el manejo de seguridad de tal forma que se convierte en el centro de confianza para los certificados de seguridad. El router permite pasar los mensajes y puede tomar el papel de un coordinador de falla. Finalmente, el dispositivo final proporciona una funcionalidad, por ejemplo, como un medidor.

El modelo de información ZigBee se define en el perfil de la aplicación. Como ZigBee está dirigido a la comunicación en dispositivos de baja potencia con recursos limitados, los datos manejados se reducen a un mínimo de información y mucha de ella se pone en máscaras de bits. Por lo tanto, el modelo de información de un perfil de aplicación es fijo y no se puede extender. Sin embargo, ZigBee puede ampliarse en términos de modelos de información mediante la definición de nuevos perfiles de aplicación.

ZigBee soporta los modelos de unidifusión (par-a-par y cliente-servidor), los de multidifusión y los modelos de difusión. Dependiendo de la tarea, los diferentes modelos de comunicación deben ser utilizados en el perfil de energía inteligente. La difusión, por ejemplo, solo debe utilizarse para exponer la información de precios. Los datos pueden ser encuestados o reportados, la comunicación se realiza basada en excepciones, proporcionando capacidades de banda muerta. Al definir un intervalo máximo de presentación de informes, la presentación de informes es solo parcialmente disparada por tiempos (no informa cada 10 segundos, pero al menos una vez cada 10 segundos, por ejemplo, a los 0, 10, 13, 23, 33,..... no a 0, 10, 13, 20, 30,).

El detalle de los datos puede ser alto, por ejemplo, sólo informar un solo atributo, o medio, por agrupación de varios atributos que informar. Debido al ancho de banda limitado, ZigBee no aborda el intercambio de datos en un nivel de detalle bajo. El nivel de detalle de los datos intercambiados sólo se puede configurar a cierto grado como dispositivos capaces de emitir informes de atributos como un árbol de información sobre la base de sus operaciones internas y consumo de recursos.

El protocolo ZigBee espera que todos los dispositivos se queden inhibidos (dormidos) con el fin de ahorrar energía. Por lo tanto, el tipo de cambio puede ser visto como sólo bajo, aunque el perfil de aplicación inteligente de la energía permite que los datos sean encuestados

cada 2 segundos durante un corto periodo de tiempo pero en general la frecuencia debe ser más lenta. Como protocolo de reconocimiento y orientación, y mediante el uso de los tiempos de espera para la presentación de informes, ZigBee proporciona una infraestructura de comunicación confiable, los mecanismos de seguridad sirven de apoyo para la gestión de certificados de los dispositivos y el cifrado de mensajes.

La primera especificación ZigBee fue lanzada en el 2004, ya hay millones de dispositivos ZigBee instalados en todo el mundo. El primer perfil de aplicación inteligente de la energía (versión 1.0) fue lanzada en el 2008, la segunda versión avanzada está en desarrollo. [2]

Una comparación de algunas de las posibles tecnologías de comunicación para la red local en las redes inteligentes se puede encontrar en la Tabla 1.1.

Tecnología	Medida	Velocidad de Datos	Rango
ZigBee	Radiofrecuencia	20-250 kbit/s	10 m a 1.5 km
Z-Wave	Radiofrecuencia	9.6-40 kbit/s	1 m-70 m
Wi-Fi	Radiofrecuencia	11-248 Mbit/s	30 m-100 m
HomePlug	Line eléctrica	14-200 Mbit/s	200 m
ITU-T G.hn	Línea eléctrica, línea telefónica, cable coaxial	Hasta 1 Gbit/s	NA
Ethernet	Par trenzado	10 Mbits/s a 1 Gbit/s	100 m

TABLA 1.1 Comparación de las Tecnologías de comunicaciones para la red local.

Fuente: [2] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

ZigBee ha sido desarrollado por un consorcio industrial llamado ZigBee Alliance [10], con una especificación completa que abarca desde la capa física hasta la capa de aplicación. La alianza ZigBee es responsable de garantizar la compatibilidad y la interoperabilidad entre los productos, además de la promoción de la tecnología. La especificación ZigBee se construye en la parte superior del control de acceso físico (*Physical Layer PHY*) y el control de acceso al medio (*Medium Access Control MAC*), capas definidas en el estándar IEEE 802.15.4-2003, aunque esta fue sustituida por la publicación de la norma IEEE 802.15.4-2006 cuyas principales características son:

- Velocidades de datos 250 kbits/s, 40 kbits/s y 20 kbits/s
- Soporte para dispositivos críticos de latencia
- Transporte de sentido múltiple para evitar acceso-colisión (CSMA-CA) de acceso al canal
- Creación automática de la red por un coordinador
- La administración de la energía para asegurar un bajo consumo de energía

Entre otras aplicaciones, el perfil ZigBee Smart Energy ofrece redes de área domestica (HANs) seguras y fácil de usar para la gestión de la energía, que ofrecen la posibilidad de conectarse directamente con termostatos y otros aparatos inteligentes. Las capas del protocolo ZigBee se muestran en la Figura 1.7. A continuación, se describen las diferentes capas.

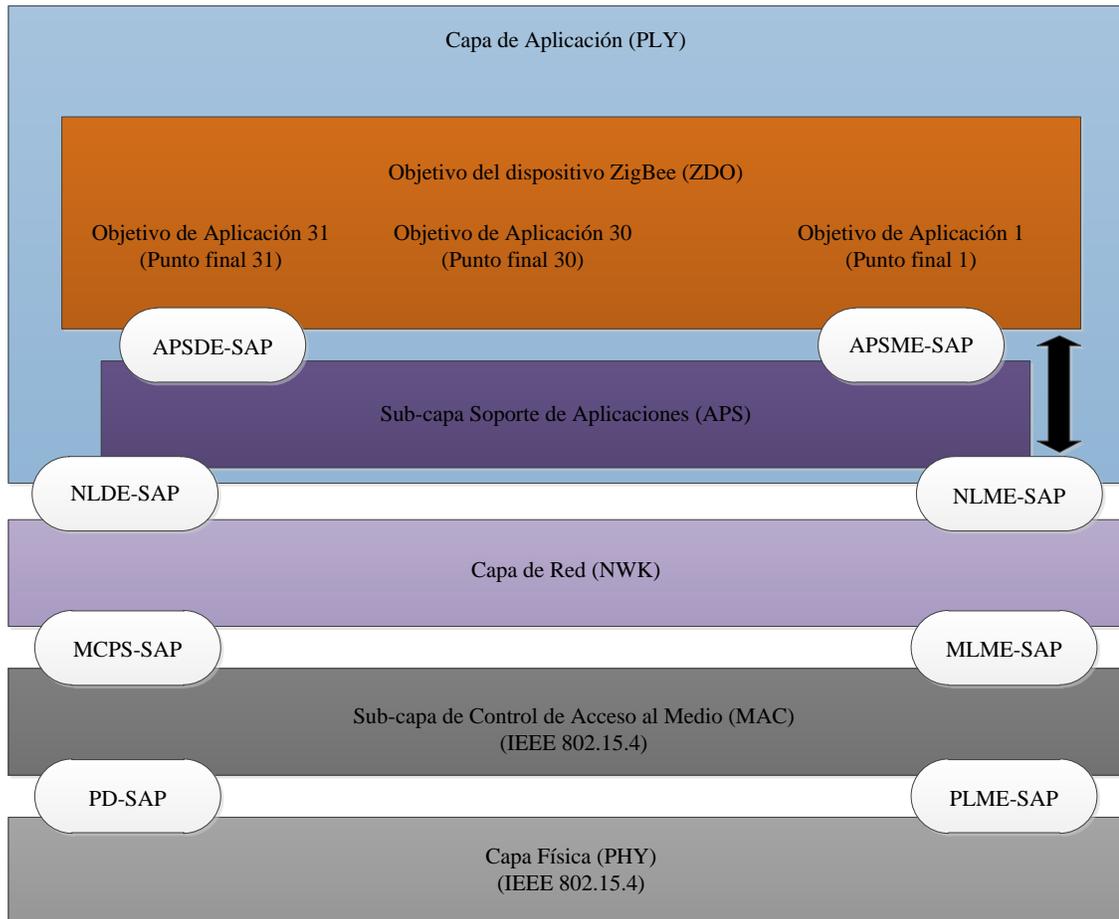


Figura 1.6. Capas del protocolo ZigBee

Fuente: [3] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

802.15.4 Capa Física (PHY): La capa física (PHY) transmite y recibe datos de manera inalámbrica y es responsable de lo siguiente:

- Activación y desactivación del radio transmisor-receptor.
- Detección de energía (ED) dentro del canal actual y el indicador de la calidad del enlace (LQI) para los paquetes recibidos. La medición del LQI es una caracterización de la fuerza y/o la calidad de un paquete recibido. La medición se puede implementar usando un receptor de ED, una relación de estimación de señal-a-ruido, o una combinación de estos métodos, tal como se especifica en el estándar IEEE 802.15.4-2006 [11]. La norma no determina cómo el parámetro LQI debe ser utilizado por las capas superiores.
- Canal libre de valoración (CCA) para permitir el CSMA-CA.
- Selección del canal de frecuencia.
- Transmisión y recepción de datos.

Los principales parámetros de la capa física se especifican en IEEE 802.15.4-2006, 802.15.4c-2009, y 802.15.4d-2009. Estos parámetros se resumen en la Tabla 1.2

PHY	Frecuencia (MHz)	Modulación	Extensión	Velocidad de Datos (kbits/s)	Sensibilidad de Recepción (dBm)
780	779-787	MPSK	DSSS	250	-85
780	779-787	O-QPSK	DSSS	250	-85
868	868-868.6	BPSK	DSSS	20	-92
868	868-868.6	ASK	DSSS	250	-85
868	868-868.6	O-QPSK	DSSS	100	-85
915	902-928	BPSK	DSSS	40	-92
915	902-928	ASK	DSSS	250	-85
915	902-928	O-QPSK	DSSS	250	-85
950	950-956	BPSK	DSSS	20	-85
950	950-956	GFSK	-----	100	-85
2450	2400-2483.5	O-QPSK	DSSS	250	-85

TABLA 1.2 Los parámetros de la capa física del 802.15.4

Fuente: [2] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

Otro aspecto clave de la capa física es la potencia transmitida, que no se encuentra fijada por la norma, y debe cumplir con las regulaciones locales, controlados por las siguientes autoridades regionales:

- Instituto Europeo de Estándares para Telecomunicaciones (ETSI) en Europa.
- Asociación de Radio Industrias y Negocios (ARIB) en Japón.
- Radio Oficina de Gestión del Departamento de Información Chino, en China.
- Comisión General de Comunicaciones (FCC) en los Estados Unidos.
- Industria Canadá (IC) en Canadá.

802.15.4 Subcapa de Control de Acceso al Medio (MAC): La subcapa de control de acceso al medio (MAC) maneja el acceso físico al canal de radio y es responsable de:

- La generación de la señal de la red y la sincronización de ella.
- Apoyar a la asociación y disociación de la red WPAN (redes inalámbricas de área personal).
- Emplear el mecanismo CSMA-CA para el acceso a los canales.
- Proporcionar un marco de comunicaciones sin errores entre dos entidades MAC

Las señales de red se envían por el coordinador de red, o capa de red, y se utiliza para sincronizar los dispositivos conectados, para identificar la WPAN y para describir la estructura de un tipo especial de trama MAC llamada supertrama. Cualquier dispositivo que desee comunicarse durante el periodo de acceso de contención (CAP) entre dos señales compite con otros dispositivos que utilizan un mecanismo CSMA-CA ranurado. Todas las transacciones deben ser completadas en el tiempo de la próxima señal de red. Para aplicaciones de baja latencia o aplicaciones que requieren un ancho de banda garantizado, el coordinador WPAN puede asignar porciones de la supercopia activa llamada *franjas horarias garantizadas* (GTSs).

El entorno MAC establece el procedimiento para que un dispositivo pueda unirse o dejar una red WPAN, llamada asociación y disociación.

Capa de Red ZigBee: La capa de red se basa en las características de la IEEE 802.15.4 MAC's para permitir la extensión de la cobertura. Las funciones de la capa de red incluyen:

- El establecimiento de una red.
- La entrada y salida de una red.
- La configuración de un nuevo dispositivo.
- La asignación de direcciones a los dispositivos de una red.
- Sincronización dentro de una red.
- Marcos de enrutamiento a sus destinos previstos.

Tal como lo define la norma IEEE 802.15.4-2006, los dispositivos son uno de dos tipos, dependiendo de las funciones que pueden realizar dentro de la red. Pueden ser *dispositivos multifuncionales* (FDDs) o *dispositivos de función reducida* (RFDs). FDDs pueden operar en cualquier topología, puede actuar como un coordinador WPAN y puede hablar con otro dispositivo de red. RFDs por el contrario, se limita a las topologías en estrella, no puede desempeñarse como un coordinador y solo se limita a la comunicación con el coordinador de red. Hay dos posibles topologías de red la topología *red-estrella* y la topología *par a par* como se describe en el estándar IEEE 802.15.4-2006 y se muestra en la Figura 1.9.

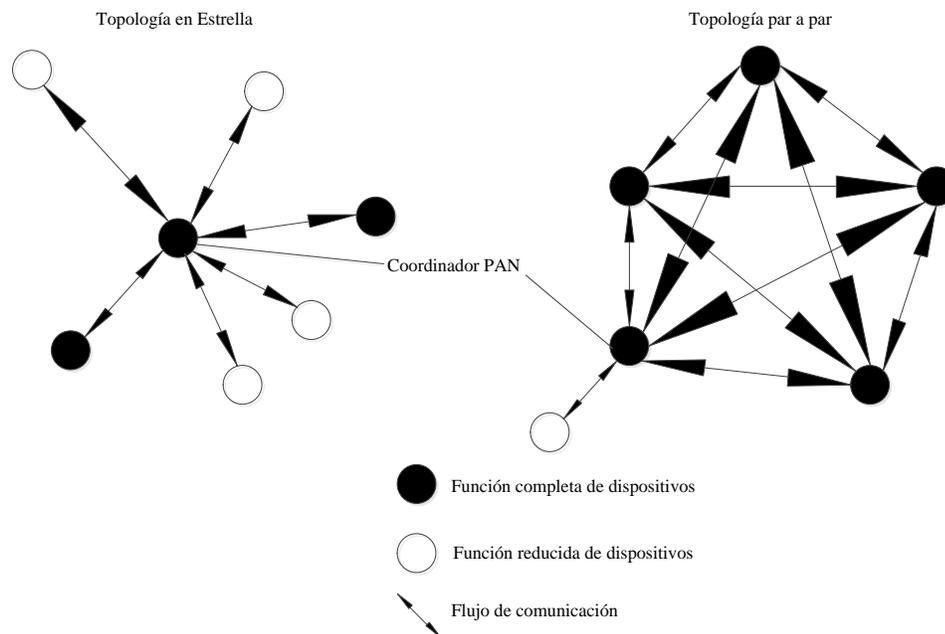


Figura 1.7. Capas del protocolo ZigBee

Fuente: [3] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

En la topología en estrella se establece la comunicación entre cada dispositivo y un coordinador WPAN que controla la comunicación en toda la red. En la topología par a par también hay un coordinador, sin embargo, cada dispositivo puede comunicarse con cualquier otro dispositivo a su alcance. La topología par *a par* es más compleja y permite la creación de redes malladas con características de auto-generación y auto-creación. Además, la cobertura podría ser ampliada por las comunicaciones de múltiples saltos. Esta topología de enrutamiento se lleva a cabo utilizando una combinación de enrutamiento tipo árbol y un enrutamiento de baja demanda. En base a las especificaciones de ZigBee, se utiliza una versión ligeramente modificada del algoritmo grupo-árbol.

Capa de Aplicación ZigBee: La capa de aplicación ZigBee está compuesta por: la *subcapa de aplicación y apoyo* (APS), el *objeto de dispositivo ZigBee* (ZDO) y los *objetos de aplicación fabricación-definidos*. La APS proporciona una interfaz entre la capa de red y la capa de aplicación a través de un conjunto general de servicios que se utilizan tanto por el ZDO y los objetos de aplicación fabricación definidos. Una de las responsabilidades de la ZigBee Alliance es la definición de lo que se denomina *perfiles de aplicación*. Se trata de acuerdos para los mensajes, formatos de mensajes y acciones de procesamiento que permiten a los desarrolladores crear entidades interoperables a partir de aplicaciones que emplean dispositivos separables. Particularmente el perfil ZigBee Smart Energy es de interés en el contexto de las redes inteligentes, ya que permite a los usuarios gestionar el uso y la generación de la energía. Esto se logra a través del flujo de información entre dispositivos como los medidores, electrodomésticos inteligentes, vehículos eléctricos y los sistemas de la gestión de la energía. La ZigBee Alliance ha establecido un enlace con la HomePlug Powerline Alliance, con el fin de desarrollar un perfil ZigBee Smart Energy versión 2.0. Esta nueva versión estará basada en la tecnología IP e incluirá otras características como soporte para MAC/PHY, opciones diferentes al 802.15.4 (por ejemplo, 802.11, IEEE 1901). Como tal, este perfil de aplicación es en su mayoría una especificación de capa de aplicación, en los que no se discuten los protocolos de capa inferior.

Redes Celulares: Los sistemas de comunicaciones celulares se caracterizan principalmente por el concepto de reutilización de canales con lo cual la capacidad del

sistema y la cobertura del mismo, se pueden proporcionar en una amplia área geográfica de servicios mediante la planificación adecuada de los tamaños del radio de cobertura celular, la configuración de celdas y el manejo de los recursos del sistema, dentro y fuera de las celdas. Los sistemas celulares ofrecen y mantienen niveles predeterminados de servicio al usuario suscrito a esta red, incluyendo la capacidad de manejar los tiempos y etapas de los abonados móviles en el área de servicio. Los sistemas celulares son muy interesantes para las tecnologías *máquina a máquina* (M2M), primero porque existe una inmensa infraestructura proporcionada por una multitud de sistemas celulares y segundo por los estándares que se manejan. Las comunicaciones M2M pueden beneficiarse ampliamente a través de la optimización de su infraestructura de comunicaciones, donde la calidad del servicio es una parte central de la oferta de servicios y también por medio de la amplia cobertura proporcionada por el sistema celular. Por otra parte, las comunicaciones M2M son de interés para las operadoras móviles con el fin de diversificar sus redes con una base con una base de suscriptores o abonados de mantenimiento relativamente bajo.

A continuación se realizará una descripción general de los sistemas celulares que se pueden utilizar para llevar a cabo la comunicación de los medidores inteligentes con las empresas distribuidoras. Aquí se incluyen los sistemas *Global System for Mobile Communications* (GSM sistema global para las comunicaciones móviles) primero normalizado por el *Instituto Europeo de Estándares de Telecomunicaciones* (ETSI) en 1990 y posteriormente ampliado a *3rd Generation Partnership Project* (3GPP proyecto, generación y alianza) publicado en 1997 y 1999 con *General Packet Radio Service* (GPRS paquete general de radio servicio) y *Enhanced Data Rates for GSM Evolution* (EDGE datos mejorados para la evolución de GSM). *Long-Term Evolution* (LTE evolución a largo plazo) se introdujo en la versión 8 de 3GPP en el 2008. Y finalmente, el CDMA2000 1xEV-DO (evolución de datos optimizados) sistema que se introdujo por primera vez con *Telecommunications Industry Association-856* (TIA-856 asociación 856 de la industria de telecomunicaciones) revisión 0 en el 2000.

Hay muchas ventajas importantes que determinar el uso de los sistemas celulares en comunicaciones M2M, en particular la cobertura coherente de radio que se logra dentro de las celdas, la disponibilidad en cuanto a la implementación del sistema (cobertura local,

regional, nacional, continental, sin olvidar su fácil uso. Los módems GSM/GPRS están disponibles fácilmente y permiten enviar y recibir mensajes de texto a través de un modem como interfaz de comunicaciones. La perspectiva y la necesidad de considerar redes inalámbricas de banda ancha vienen de la necesidad de servir a cientos y miles de dispositivos con demandas cada vez mayores de actualización de precios y la disponibilidad de datos en tiempo real.

Desde el punto de vista de la capacidad los sistemas contemporáneos, como el GSM y el GPRS, podrían ser sobrecargados en la prestación de servicios de bajo retardo para las comunicaciones frecuentes de la tecnología M2M desde y hacia muchos dispositivos. Otra consideración es que algunos sistemas no pueden ser capaces de manejar el tráfico de carga útil frecuentemente debido a problemas con la escalabilidad del ancho de banda y la señalización. Algunos celulares ya están en uso para aplicaciones de redes inteligentes en el que la estación base se comunica con un medidor inteligente instalado en las instalaciones del cliente, estos celulares son capaces de brindar una mayor potencia de salida y mayor eficiencia que un dispositivo móvil de mano convencional. Otra alternativa típica es un punto de concentración de los medidores inteligentes (generalmente una estación transformadora) en donde un equipo especializado concentra y pasa la comunicación de una línea eléctrica de muchos medidores inteligentes a una conexión celular. Las soluciones más comunes en uso se basan en las tecnologías GSM/GPRS y CDMA2000. La integración de un módem celular para facilitar una conexión celular directa a los dispositivos todavía no se ha visto, por el momento, esta solución es a la vez demasiado costosa y de un gran consumo de energía eléctrica. Una de las tendencias en la evolución celular que podría cambiar esto, es uso de la recepción discontinua y el uso de esquemas de transmisión. Estos sistemas permiten que los sistemas puedan invernar (ahorrar energía) durante la mayor parte del tiempo. El sistema celular LTE, por ejemplo, tienen las estructuras de señalización muy eficaces y mecanismos que permiten que los sistemas funcionen solo cuando sea estrictamente necesario y por lo tanto reducir el consumo promedio de energía.

ESTANDAR	2G	3G	3.5G	3.9G	3G CDMA2K	3G (Nx)
	GPRS	WCDMA	HSDPA	LTE	1xEV-DO	EV-DO
Ancho de banda (MHz)	0.2	5	5	1.25 - 20	1.25	(Nx) 1.25
Duplex	FDD	FDD TDD	FDD TDD	FDD TDD	FDD	FDD
Múltiple acceso	FDMA TDMA	CDMA	CDMA	OFDMA SC-FDMA	CDMA	CDMA
Marco de tiempo (ms)	4.615	10	2	1	20	10
RTT (ms)	600	150	50 a 100	10 a 30	150	150

TABLA 1.3 Características seleccionadas de la segunda (2G) y la tercera (3G) generación de sistemas de interés para las comunicaciones máquina-a-máquina M2M

Fuente: [2] L. T. Berger and K. Iniewski, Smart grid: applications, communications, and security. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

La Tabla 1.3 muestra algunas de las características principales de los sistemas considerados. Aunque no se muestra en la tabla, todos los sistemas emplean multiplexación por división de tiempo (TDM) en la parte superior de su técnica de acceso con la capacidad de proporcionar el canal entre los diferentes usuarios. El rango de frecuencias de operación (banda) no ha sido tabulado ya que dependen principalmente de las normativas nacionales propias de cada país donde se llevaría a cabo la aplicación. Esto conduce al concepto de la redistribución, es decir, el espectro que ha sido reservado para un sistema específico se está convirtiendo en el uso de un nuevo sistema, por ejemplo, LTE se está desplegando en el espectro de 900 MHz GSM. Del mismo modo, no existe el concepto de división digital del espectro donde las bandas de radiodifusión se vuelvan disponibles debido a la digitalización de la emisión de las señales de televisión. Por lo tanto, los sistemas generalmente se pueden implementar en muchas bandas en toda la gama de UHF de 300 a 3000 MHz. Las frecuencias de operación son especialmente importantes para la cobertura, y por lo tanto, es probable que las frecuencias más bajas sean más beneficiosas para las comunicaciones M2M debido a los requisitos de velocidad de transmisión de datos relativamente bajas, pero con las altas demandas de cobertura, por ejemplo para llegar a medidores de servicios públicos dentro de los edificios o enterrados en pozos, lo que requiere una muy buena señal que penetre el edificio.

Hay una clara tendencia en la evolución de los parámetros básicos, más ancho de banda, menor tiempo de la trama, y por ende menos retraso. El principio de división de código de acceso múltiple (CDMA) es utilizado en muchos sistemas de tercera generación, en el que las transmisiones están separadas por códigos de modulación. En la última evolución, LTE ha probado la división de frecuencia ortogonal de acceso múltiple (OFDMA). OFDMA es un principio de acceso espectral eficiente que puede hacer frente a la degradación de banda ancha y el desvanecimiento selectivo en frecuencia de una manera sencilla.

El ancho de banda con el apoyo de LTE es escalable hasta 20 MHz con posibles subdivisiones en pequeños anchos de banda de 1.25, 2.5, 5, 10, y 15 MHz para los operadores que tienen menos espectro disponible. La Figura 1.10 muestra la capacidad de velocidad de datos máxima de los diferentes sistemas, incluyendo la última evolución de LTE.

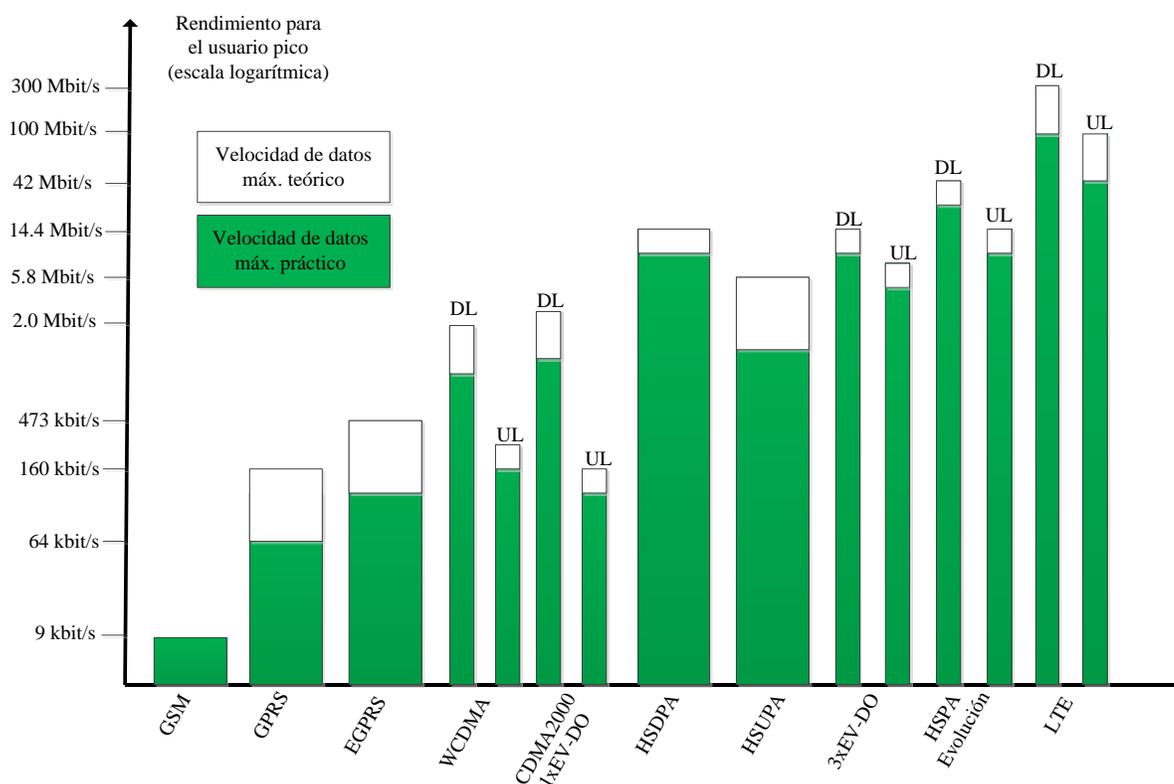


Figura 1.8. Velocidades de datos pico de selección de sistemas 2G y 3G

Fuente: [3] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.

Se debe tener en cuenta que las tasas de datos máximas se obtienen en diferentes anchos de bandas del sistema que van desde 200 kHz para las tecnologías GSM, 1.25 MHz para las tecnologías CDMA2000, 5 MHz para WCDMA, 3.5 MHz para la 3xEV DO y 20 MHz para LTE. Velocidades de datos pico son teóricos y en su mayoría no se pueden lograr en la práctica debido a la sobrecarga del protocolo y a las capacidades prácticas de los equipos.

1.5 Normativa aplicada a medición inteligente

Las normas son las especificaciones que establecen la idoneidad de un producto para un uso particular, o que definen la función y el funcionamiento de un producto o sistema. Muchos organismos de normalización como el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (National Institute of Standards and Technology NITS), la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission IEC), Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers IEEE), Internet Engineering Task Force (IETF), American National Standards Institute (ANSI), North American Electric Reliability Corporation (NERC) y la World Wide Web Consortium (W3C) están abordando los problemas de interoperabilidad para una amplia gama de industrias, incluyendo la industria de la energía. La Tabla 1.4 proporciona un resumen de los estándares en desarrollo por los organismos de normalización.

La urgente necesidad de desarrollar estándares NITS ha llevado a desarrollar un plan para acelerar la identificación y el establecimiento de normas (mientras se lleva a cabo el establecimiento de un marco sólido para la evolución a largo plazo de las normas y el establecimiento de procedimientos de prueba y certificación). Basado en la primera fase de este trabajo, el NITS publicó el marco NITS y la hoja de ruta para los estándares de interoperabilidad de redes eléctricas inteligentes versión 1.0 en Septiembre del 2009 [12]. En esta publicación, se identifican casi 80 normas existentes.

Norma encargada del estándar	Descripción de Funciones	Normas fundamentales aplicables al entorno de la red inteligente
Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)	Organización líder mundial que publica estándares para las tecnologías eléctricas y electrónicas. Algunas normas aplicables han sido desarrolladas en el ámbito de la comunicación para la industria de la energía.	<ul style="list-style-type: none"> IEC 61850 ▶ Automatización de subestaciones, generación distribuida (fotovoltaica, energía eólica, etc.), las comunicaciones SCADA y la distribución de energía automatizada. El trabajo comienza con el Plug-in de los vehículos eléctricos híbridos (PHEV). IEC 61968 ▶ Gestión de la distribución de la energía y las interfaces para la transferencia con la red AMI. IEC TC 13 y 57 ▶ Medición y comunicación para la medición, específicamente para la red AMI.
Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)	Las normas en todas las áreas de las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas. Las normas desarrolladas en el área de las comunicaciones y la interoperabilidad.	<ul style="list-style-type: none"> IEEE 802.3 ▶ Ethernet IEEE 802.11 ▶ WiFi IEEE 802.15.1 ▶ Bluetooth IEEE 802.15.4 ▶ Zigbee IEEE 802.16 ▶ WiMax
Internet Engineering Task Force (IETF)	Responsable de estándares de internet, la difusión de los pedidos de comentarios (RFC) y documentos para la finalización de las normas.	<ul style="list-style-type: none"> RFC 791 ▶ Protocolo de internet (IP) RFC 793 ▶ Protocolo de control de transporte (TCP) RFC 1945 ▶ HyperText Transfer Protocol (HTTP) RFC 2571 ▶ Simple Network Management Protocol (SNMP) RFC 3820 ▶ Internet X.509 Public Key Infrastructure (PKI) for security
American National Standards Institute (ANSI)	Normas relevantes desarrolladas para la interoperabilidad de los sistemas AMI	<ul style="list-style-type: none"> ANSI C12.19 ▶ Medición "tablas" internas al medidor. ANSI C12.22 ▶ Comunicaciones para las tablas de medición.
Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST)	Publicaciones que proporcionan directrices hacia la interoperabilidad garantizada.	<ul style="list-style-type: none"> NIST SP-800.53 ▶ Controles de seguridad recomendada para los sistemas de información federal. NIST SP-800.82 ▶ Guía de sistemas de control industrial (ICS) Seguridad.
North American Electric Reliability Corporation (NERC)	Las normas de seguridad para la red eléctrica de transporte que puede ser extendido a los sistemas de distribución y a la red AMI.	<ul style="list-style-type: none"> NERC CIP 002-009 ▶ Gran cantidad de normas con respecto a la identificación de activos, controles de gestión de seguridad, de personal y de formación, perímetros de seguridad electrónicos, seguridad física, sistemas de gestión de seguridad, de notificación de incidentes y planificación de la respuesta y planes de recuperación de activos críticos.
World Wide Web Consortium (W3C)	Tecnologías interoperables (especificaciones, directrices, software y herramientas) para la World Wide Web.	<ul style="list-style-type: none"> HTML ▶ Página de diseño web XML ▶ Estructura de documentos y otros modelos de objetos SOAP ▶ Servicios Web para comunicaciones de aplicación-a-aplicación para la transmisión de datos.

TABLA 1.4 Resumen de las normas pertinentes para los Smart Grid desarrollados por institutos claves de normalización. **Fuente:** [1] J. Momoh, *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*, 1st ed. Wiley-IEEE

La hoja de ruta para la interoperabilidad desarrollada para el NITS incluye las siguientes aplicaciones:

Respuesta a la demanda y eficiencia energética del consumidor.

Amplia área de conocimiento de la situación.

Almacenamiento eléctrico

Transporte eléctrico

Gestión de medición avanzada

Gestión de la red de distribución

Seguridad cibernética

Comunicaciones de red

Estas normas se aplican a los sistemas de transmisión y distribución y/o a las relacionadas con componentes de sistemas de energía eléctrica. Además, hay varias normas identificadas para los diferentes niveles de comunicación, la respuesta de la demanda y dispositivos de medición. Como un ejemplo, en el área de la calidad de energía, la IEEE y otros organismos que regulen tienen sus propios conjuntos de normas.

CAPÍTULO II

CARACTERIZACION DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES

En este capítulo se tratara lo relacionado con las pérdidas de energía que se producen en las viviendas y residencias que mantienen un sistema de medición de energía tradicional, así también se presenta un estudio de la incidencia de las zonas geográficas en la cual están asentados las viviendas de los consumidores con el fin de determinar el protocolo de comunicación más adecuado para obtener un eficiente intercambio de información y una comunicación más eficiente. Otro tema muy importante es lo referente a los múltiples servicios con los que cuentan los consumidores de energía al utilizar los medidores eléctricos inteligentes y la moderna infraestructura de medición avanzada AMI en comparación con los procesos de medición tradicional. El impacto social que conllevaría la implementación de un moderno sistema de medición inteligente es otro aspecto que se toma en cuenta en el presente capítulo.

2.1 Análisis de las pérdidas no técnicas según los usuarios residenciales

Para llegar a obtener una operación eficiente, las empresas distribuidoras de energía eléctrica evalúan constantemente los niveles de pérdidas en sus áreas de concesión, desde la subtransmisión, las redes de distribución primaria, los transformadores, las redes de distribución secundaria, el alumbrado público hasta llegar a los sistemas de medición de energía a fin de poder generar las acciones respectivas encaminadas a reducir, en la mayor cantidad posible, éstas pérdidas. [13]

En un sistema eléctrico existen normalmente dos tipos de pérdidas las cuales son las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

Pérdidas Técnicas.- Las pérdidas técnicas son aquellas producidas por la resistencia de los conductores que se utilizan para el transporte de energía desde las unidades generadoras hasta los usuarios finales del servicio, principalmente es aquella energía que se disipa en forma de calor y que no puede ser aprovechada de forma alguna, pero que sin embargo, puede ser reducida a valores aceptables. Las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida

de energía a nivel físico, simplemente se puede definir que es aquella energía que no puede ser utilizada de manera alguna en el sistema eléctrico.

El denominado efecto *Corona* que se produce en las líneas de transmisión de alto voltaje, el efecto *Joule* producido en las líneas de distribución tanto a nivel rural como a nivel urbano, las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis que se producen en los transformadores de las subestaciones y los transformadores para distribución, son los causantes de las pérdidas técnicas. Un método sumamente utilizado por las empresas eléctricas para determinar las pérdidas de energía es a partir de evaluación de las curvas de carga de los componentes del sistema y las pérdidas de potencia que se producen, sin embargo esta información es muy voluminosa y en muchos de los casos no se la tiene al día, lo que dificulta mucho la determinación de las pérdidas de energía por parte de las empresas.

Según estadísticas que llevan las empresas de distribución la mayor cantidad de pérdidas de energía se producen a nivel de distribución específicamente a baja tensión, esto debido principalmente a bajos factores de potencia, carga en los conductores, problemas de diseño de la red, nivel de tensión inadecuado, circuitos muy largos, entre otros.

Pérdidas No técnicas.- Fundamentalmente las pérdidas no técnicas representan aquella energía que si está siendo utilizada con algún objetivo pero que por algún motivo, la empresa no recibe pago alguno. Evidentemente este valor no cobrado representa pérdidas económicas considerables para las empresas eléctricas, las cuales muchas de las veces endosan este valor económico en forma total o parcial a los abonados que si pagan por el suministro eléctrico. Sencillamente las pérdidas no técnicas son el producto del robo de energía, en cuyo caso se contemplan dos tipos de robo, el primero a causa de aquellos abonados que pretenden reducir el consumo de energía que se les factura mensualmente por medio de alguna conexión eléctrica fraudulenta; el segundo es debido básicamente a que los usuarios roban la energía como resultado de que ésta no está disponible para ellos de forma legal o por falta de conocimiento de la forma de cómo poder adquirirla. Otra causa para que se produzcan las pérdidas no técnicas es debido a los errores producidos a nivel administrativo, dentro de los problemas administrativos que se pueden presentar tenemos por ejemplo aquellos abonados

que si cuentan con el servicio de energía pero que no se encuentran registrados en el sistema de facturación de la empresa distribuidora, otros casos son aquellos en los cuales los medidores de energía están defectuosos y no han sido reemplazados por diversas razones como falta de personal o repuestos, o problemas de accesibilidad y movilización hasta la vivienda de los abonados, así mismo estas pérdidas pueden ser ocasionadas por deficiencias en el registro y contabilización del consumo de energía en los medidores y en la metodología en que se maneja esta información.[14]

Datos a considerar para determinar las pérdidas técnicas y no técnicas de energía en el sistema eléctrico de distribución.- Para las pérdidas técnicas la información requerida es aquella que tiene relación con los transformadores, la red secundaria, las luminarias y las acometidas. En lo que respecta a los transformadores es necesaria la información de la capacidad en KVA del transformador, el voltaje del primario y secundario, las pérdidas en el cobre en vacío y a carga nominal. Para la red secundaria la información que se toma en cuenta es la de los calibres y tipo de conductores que conforman la red, la resistencia de dichos conductores, el número de conductores y la carga que soporta en KVA cada poste desde donde se alimenta cada usuario, es decir, se necesita saber la energía que se consume de cada poste de energía por parte de los abonados conectados a él en KVA. En lo referente a las luminarias, la potencia real de consumo de cada una de ellas es la información necesaria, cabe señalar que esta potencia de consumo debe incluir la potencia que consumen cada uno de los accesorios que conforman la luminaria, así como también la tensión de alimentación de la misma. Por último, en lo referente a las acometidas es necesario saber el tipo, calibre y longitud del conductor que llega desde el poste hasta cada usuario de energía.

La metodología para la determinación de las pérdidas no técnicas a nivel de distribución consiste en realizar una inspección a cada medidor de energía que registran el consumo los abonados, esto con el objetivo de determinar las condiciones de funcionamiento de cada medidor y si existe alguna conexión indebida o alguna anomalía en las instalaciones eléctricas que causen un mal registro del consumo real de la energía. Es importante mencionar que la metodología para determinar las pérdidas no técnicas no tendría sentido si el personal que labora en la empresa distribuidora, ya sean en el área de comercialización,

cortes y reconexiones, toma de lecturas, mantenimiento, reposición y revisión de redes e instalaciones, facturación, etc; no toman conciencia de llevar un eficiente y adecuado desempeño de sus funciones para poder reducir en la mayor cantidad posible las pérdidas.

Fundamentalmente la no facturación de determinada cantidad de energía constituye una pérdida no técnica y esto tiene origen regularmente en cada una de las etapas que se siguen al suministrar de energía eléctrica a los abonados por parte de las empresas distribuidoras. Por ejemplo, en la etapa de alimentación las conexiones fraudulentas y algunos usuarios que disfrutan de la energía sin poseer un medidor, origina ya una pérdida no técnica. Otra causa de una pérdida no técnica se presenta cuando existen errores, o falta de conocimiento por parte de las empresas distribuidoras, sobre las características administrativas, comerciales y técnicas de sus abonados o en algunos casos simplemente no se encuentran registrados, lo que origina un posible error tarifario y por ende una pérdida; si bien es cierto que resulta muy difícil llevar un control y registro minucioso de cada cliente suscrito a cada empresa distribuidora, es una tarea que debe ser bien desempeñada para evitar en lo posible pérdidas económicas. Así mismo, otra etapa crítica la encontramos en el proceso de facturación, no siempre el registro del consumo de energía es el real, ya que pueden existir errores en la lectura de la energía consumida (datos erróneos) que por lo general son realizados de forma personalizada y de forma visual, así como retrasos en la emisión y cobro de las facturas emitidas. Finalmente al cobrar por el servicio suministrado se presentan pérdidas no técnicas al no poder cobrar oportunamente las facturas emitidas o por falta de pago por parte de los abonados.

El método para determinar las pérdidas no técnicas consiste en obtener los datos de una muestra representativa (conjunto de datos de un determinado número de clientes y usuarios del servicio eléctrico), con lo cual se hace una extrapolación de los resultados de pérdidas para el total (universo) de usuarios de la zona de concesión de la empresa distribuidora. Al llevar a cabo esta muestra se tienen que tomar muy en cuenta las siguientes consideraciones: Que el grado de error del muestreo debe ser inferior al 10% ($e < 10\%$), el nivel de confianza superior al 90% ($1 - \alpha > 90\%$), la probabilidad de ocurrencia será determinada en función de la estimación real que se quiere obtener a partir de la muestra obtenida ($0 < p < 1$), y

finalmente la probabilidad de no ocurrencia (q) definida por $q = 1 - p$. Una ecuación de mercado muy utilizada para determinar el tamaño de la muestra en estudio es la que se muestra (1).

$$n = \frac{Z^2_{(1-\alpha/2)} * N * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z^2_{(1-\alpha/2)} * p * q} \quad (1)$$

Donde:

$Z^2_{(1-\alpha/2)}$: 1.96 para un grado de confianza $(1-\alpha)$ del 95%, obtenido de la curva de distribución normal;

p: probabilidad de ocurrencia (50%);

q: probabilidad de no-ocurrencia (50%);

e: error aceptable

N: tamaño del universo; y

n: tamaño de la muestra

Esta ecuación es utilizada para determinar el tamaño de la muestra con la cual serán calculadas las pérdidas no técnicas en determinada una determinada área de concesión. Además de lo descrito anteriormente; para la determinación de las pérdidas no técnicas se considera:

Pérdidas por descalibración de los equipos de medición.- La energía que se pierde por un error en los equipos de medición poseen un margen de error que se considera normal si se da el caso que el error se encuentra entre un $\pm 2\%$ y, evidentemente se considera un error fuera del límite o anormal si el error se encuentra entre un $\pm 2\%$ y un $\pm 20\%$. Para determinar las pérdidas de energía por error en los equipos de medición se utiliza la ecuación (2).

$$PE = CA * \% EM \quad (2)$$

Donde:

PE: Pérdidas por error

CA: Consumo promedio mensual del usuario del servicio eléctrico

EM: Error en el medidor de energía eléctrica ($\pm 2\%$)

Las pérdidas por error en los medidores de energía se calculan tomando en cuenta el consumo promedio mensual de energía de cada abonado del suministro eléctrico y el porcentaje de error en cada uno de los medidores en número de muestreo determinado para el efecto. La extrapolación de este tipo de pérdidas de energía se la obtiene mediante la determinación de las pérdidas de energía por error de cada uno de los medidores de la muestra así como la energía facturada, con estos datos se calcula el factor de pérdidas de energía. Con el valor de la energía facturada mensual de cada abonado y el factor de pérdidas de energía se pueden determinar las pérdidas de energía por este factor en el área de concesión y la muestra determinada.

Otras pérdidas muy comunes en los equipos de medición son las producidas por el fraude en dichos equipos, a este respecto, se considera como fraude aquellos medidores eléctricos que tienen un error entre -20% y -100%. Este tipo de pérdidas se las calcula mediante (3).

$$PF = CA * \% EM \quad (3)$$

Donde:

PF: Pérdidas por fraude

CA: Consumo promedio mensual del usuario del servicio eléctrico

EM: Error en el medidor de energía eléctrica

Para este cálculo se considera la cantidad de abonados de la muestra, el tipo de tarifa y el estrato social al que pertenecen.

Pérdidas por Robo o Hurto.- Las denominadas conexiones clandestinas son las causantes de este tipo de pérdidas, para poder determinar éstas pérdidas se consideran a todos los abonados de la muestra que cometen este tipo de acto ilícito, esto se determina sometiendo a los abonados a un censo de carga con lo que se obtiene su verdadero consumo de energía y se lo contrapone con la energía factura mensual al abonado. Al obtener las pérdidas de energía por conexiones clandestinas de la muestra y la energía factura de cada uno, se pueden determinar los diferentes factores de consumo. Con los diferentes factores de consumo y la energía facturada mensual a los abonados se obtienen las pérdidas de energía.

Pérdidas por Administración.- Consiste básicamente en estimar las pérdidas que se generación para la falta de facturación a los abonados, la no cobranza a los mismos y los usuarios que se encuentran conectados al servicio pero que no cuentan con un medidor de energía que contabilice su consumo de energía.

Pérdidas no Identificadas.- Para poder llegar a determinar este tipo de pérdidas de energía en la muestra determinada para el análisis se hace necesario la instalación de un medidor totalizador el mismo que se lo instala en los bushing del lado de baja tensión del transformador que alimenta a la muestra. Con la ayuda de este medidor se registra el consumo total de energía consumido por la muestra, se registran las lecturas cuando se instala y cuando se retira este medidor totalizador. Las pérdidas no identificadas se calculan mediante la fórmula (4).

$$PNI = CTCS - \sum CMI - PT - CL - PD - PR - PA \quad (4)$$

Donde:

CTCS: Consumo total circuito secundario.

$\sum CMI$: Consumo individual de los medidores

PT: Pérdidas técnicas del circuito

CL: Consumo de las luminarias

PD: Pérdidas por descalibración

PR: Pérdidas por robo

PA: Pérdidas administrativas

En el Ecuador el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, con la finalidad de estructurar las acciones prioritarias a ser llevadas a cabo por las distribuidoras de electricidad para cumplir con lo establecido en el Plan Nacional Para el buen Vivir, PNBV 2009-2013, en lo que se refiere a la meta 12.6.1: “Disminuir a 11% las pérdidas de electricidad en el 2013” elaboró, en coordinación con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, la Empresa Eléctrica Pública Corporación Nacional de Electricidad, CENEL EP, y delegados de las distribuidoras, al “Plan Nacional de Reducción de Pérdidas” PLANREP 2010-2013. [15]

2.2 Incidencia del tipo de asentamiento de los usuarios residenciales

El poseer una red conectada a través de cables demanda un gastos en infraestructura y muchas de las veces en modificaciones que no siempre pueden ser solventadas desde el punto de vista económico, así también una cantidad y calidad de beneficios menor, limitada por cuestiones físicas y más aún si las distancias que hay que cubrir son muy grandes.

Debido a ello es que en los últimos años han llegado a desarrollarse de manera considerable las redes inalámbricas; este tipo de comunicaciones permite, en forma casi instantánea, interconectar una red sin tener que estar atado al cableado, porque la interacción entre equipos se logra por medio de microondas. [16]

Como se lo menciono en el capítulo anterior las redes celulares pueden ser una buena opción para la comunicación entre los medidores eléctricos inteligentes, las empresas distribuidoras y entre los nudos lejanos de la red de comunicación. Las infraestructuras existentes con las cuales operan las empresas de telefonía móvil, y que son aplicables a las comunicaciones de los medidores inteligentes, evitan el generar costos operativos y el tiempo adicional para la construcción de una infraestructura de comunicaciones dedicada exclusivamente para la medición inteligente. Las soluciones que brindan las redes celulares también permiten despliegues de medición inteligente que se extienden a un área de cobertura amplia. 2G, 2.5G, 3G, WiMAX y LTE son las tecnologías de comunicación celular a disposición de los servicios públicos para los despliegues de medición inteligente. Cuando se utiliza un intervalo de transferencia de datos entre los medidores y las empresas distribuidoras de típicamente 15 minutos, se genera una gran cantidad de datos lo que hace necesario una conexión de alta velocidad de datos para transmitir la información a las empresas distribuidoras. [17]

Sin embargo, todas estas tecnologías con innumerables ventajas a la hora de generar una comunicación inteligente tienen su distinta aplicación en función de las áreas de cobertura establecidas por las empresas de comunicaciones. La comunicación inalámbrica se fundamenta en la propagación de las ondas electromagnéticas emitidas por una antena, la cual es un elemento transductor de la señal eléctrica a electromagnética, estas señales se propagan por el espacio para cubrir una determinada área geográfica a la cual se brinda el servicio.

Las zonas rurales aisladas son las áreas más preocupantes a la hora de pensar en una propuesta de medición inteligente ya que poseen casi total carencia de infraestructuras de comunicación y accesos a la información, muchas de estas zonas no solo que carecen de infraestructuras de comunicación sino que también suelen ser prácticamente inexistentes o de mala calidad las redes de electrificación y en muchos de los casos las vías de acceso. La necesidad de brindar estos servicios a estas zonas encarece la inversión; la ausencia de vías de acceso también encarece y dificulta tanto el despliegue de redes como su mantenimiento.

El personal calificado necesario para la operación y mantenimiento de estas tecnologías suele encontrarse en las ciudades y en las zonas urbanas por lo que resulta caro y muchas de las veces difícil contar con este tipo de personal en aquellas zonas de difícil acceso; la gran mayoría de familias que habitan en las zonas rurales son pobres y viven dispersamente por lo que no pueden soportar los costes de infraestructuras caras de instalar, de mantener y de operar.[18]

Para la implementación de una red inteligente se deben tomar en consideración factores los cuales están relacionados para que la red sea viable, entre estos factores podemos mencionar: La cobertura radioeléctrica, las limitaciones de frecuencia, la movilidad de los usuarios, la distribución del tráfico de los datos y la ubicación topográfica de la zona a implementar la red. Existen zonas en el Ecuador en donde encontrar un servicio de telefonía pública, electricidad e incluso otros servicios básicos en una verdadera ilusión. Este particular motiva al estado ecuatoriano a la aplicación de continuas reformas en el campo de las telecomunicaciones con la finalidad de que el estado siga siendo el facilitador de instrumentos que contribuyan al desarrollo de los pueblos.

El servicio de las telecomunicaciones y acceso a la información contempla consideraciones sociales, políticas, económicas y técnicas.

Sociales.- Es necesario que las zonas menos pobladas y alejadas de las zonas urbanas dispongan del servicio de telecomunicaciones ya que este sirve como herramienta para reducir las distancias geográficas para la comunicación entre individuos, entidades públicas

y privadas, facilitar la transferencia de información y desarrollo. Obtener un acceso mejor a servicios de salud, educación y vivienda.

Políticas.- El poder llegar a toda la población de un país con la información adecuada y educativa implica el despliegue de profundas decisiones políticas que influyen en toda la población.

Económicas.- Este es un aspecto muy importante y quizá mucho más relevante que los demás ya que en la medida que sean correctamente utilizadas, la información que se pueda transmitir permite el desarrollo económico de los habitantes de una determinada comunidad, parroquia, pueblo o asentamiento, contribuyendo a diversificar su producción e incentivando el comercio. En la actualidad se puede aprovechar la infraestructura que tienen implementado en nuestro país las tres operadoras de telefonía celular que tienen armada toda una red de telecomunicaciones que hoy por hoy llegan a la gran mayoría de la población ecuatoriana, esto permite alquilar o comprar instalaciones en las cuales estarán nuestros equipos de transmisión y recepción de los datos que nos servirán para la facturación del servicio que se esté monitoreando con la red inteligente y con ello mejorar la calidad del servicio. [19]

Técnicas.- Es fundamental establecer políticas que permitan extender las redes de telecomunicaciones a todos los rincones del país, de manera técnicamente adecuada que permita tener un crecimiento futuro de las mismas con el menor gasto de inversión. [20]

En resumen y sea cual fuera la zona rural, urbana o marginal en la que se pretenda implementar un moderno sistema de comunicaciones que permita llevar a cabo la realización de toda una red eléctrica inteligente debe cumplir parámetros específicos a fin de obtener la mayor eficiencia de la red, estos aspectos se los expone en la Tabla 2.1

Requisitos para la Implementación de un Estructura de Comunicación

- Tiene que ser robusta y sencilla de usar, ya que los usuarios van hacer poco calificados y no van a contar con el apoyo continuo de asesores preparados.
 - Tiene que requerir poco o ningún mantenimiento de técnicos especializados ya que estos van a estar lejos y va a resultar caro y difícil atraerlos para la solución de problemas.
 - Debe ser de bajo consumo, ya que en algunos casos tendrá que depender de instalaciones de energías fotovoltaicas o eólicas, que encarecen las instalaciones y aumentan las necesidades de costes de mantenimiento
 - Debe tener costos de despliegue y de operación muy bajos. Esto excluye las redes cableadas, las de telefonía móvil y las redes satélites como soluciones únicas.
-

TABLA 2.1 Requisitos para la implementación de una estructura de comunicación.

Fuente: [2] “USO DE LA BANDA 450 MHz CON LA TECNOLOGÍA DE ACCESO MÚLTIPLE POR UNIVERSAL,” 2009.

2.3 Servicios ofertados a los clientes-consumidores residenciales

La infraestructura AMI permite a las empresas distribuidoras y a los usuarios del sistema eléctrico la medición a distancia del consumo de la energía, así como recopilar y analizar estadísticamente el uso de los medidores eléctricos inteligentes. La información reunida por cada uno de los medidores permite obtener la respuesta a la cantidad de demanda eléctrica despachada y facilita el llevar acabo la mayoría de las aplicaciones en las redes eléctricas inteligentes. La red que se genera en una AMI conecta los medidores con el sistema de negocios e información a los usuarios, las empresas distribuidoras y a los proveedores de servicios. [21]

Los beneficios de los medidores inteligentes se potencializan en los programas de medición inteligente que se deseen implementar para una determinada zona geográfica. El objetivo de los programas de medición inteligente es cambiar el comportamiento de los usuarios de manera que la utilidad que se genere pueda reducir el costo y los gastos generales que conllevan la medición y facturación actual, evidentemente con la finalidad de mejorar la calidad del servicio. Esta utilidad se logra a través de diversos programas diseñados para cambiar el comportamiento del consumidor, tales como:

Respuesta a la demanda (DR)
Perfiles de carga (LP)
Control Automático de Carga (ALC)
Detección e interrupción al cliente
Mediciones de tensión y calidad de energía a los clientes
Monitoreo de la generación y gestión distribuida (DG)
Conexión y desconexión remota
Medición y programación en tiempo real

Respuesta a la demanda (DR): Es un sistema que permite, a través de incentivos económicos, reducir el consumo de energía como forma de enfrentar los desafíos de la oferta y la demanda. DR proporciona transparencia de precios a través de mediciones en tiempo real o promedio, lo que permite a los usuarios tomar decisiones acerca de su consumo de energía basadas en la información real de los precios. Al desarrollar los programas DR se observan beneficios significativos en la información que reciben y manejan los usuarios de la red y principalmente permiten reducir las cargas máximas de energía; una implementación exitosa de una DR permitirá tener un mejor control del uso de la energía por parte de los consumidores, que es mucho más barato que el cambio de generación en una planta de energía. Con la comunicación de dos vías, esto se convierte en una realidad.

Perfiles de Carga (LP): Permite medir y recopilar información sobre el uso y consumo de la energía en el lugar donde se encuentran los usuarios. Esta información está disponible para llevar a cabo la planificación de la capacidad y consideraciones en el desarrollo de una respuesta a la demanda DR. Por otro lado, los perfiles de carga brindan la capacidad de poder determinar la carga que se debe abastecer, permitiendo a las empresas generadoras y distribuidoras estimar la cantidad de energía que debe ser generada, creando de este modo, la posibilidad de gestionar continuamente las plantas de energía en función de la carga.

Control de carga automático (ALC): Determina las capacidades de gestión de la demanda como respuesta a las necesidades de fiabilidad del sistema. Una de las ventajas del ALC es que permite forzar la carga durante las horas pico de demanda o en los periodos de corte del suministro eléctrico para administrar la carga con el fin de obtener un suministro limitado. ACL se utiliza como medida de último recurso cuando la respuesta a la demanda DR, no puede satisfacer los requerimientos de suministro a la carga. Combinaciones de los perfiles de carga LP y el control de carga automático ALC permiten a las empresas distribuidoras tener la capacidad de control automático de la carga basados en las necesidades que han sido previamente estimadas. Se utilizaría un sistema computacional para determinar cuando la carga necesita ser controlada como resultado de la información proveniente de las aplicaciones de los perfiles de carga LP, es decir, que este sistema podría saber cuánto de energía puede ser consumido en un determinado día basados en las condiciones climáticas, en la información acerca de los consumidores y las tendencias de consumo de los últimos años. Por ejemplo, se puede creer que es necesario la generación de al menos 2000 MW con el fin de proveer del servicio a unos 500000 consumidores o usuarios. Sin embargo, podrían haber anomalías que ocasionarían un cambio en los patrones de estimación de la demanda utilizados en un inicio, aquí es donde el ACL tiene su aplicación. La carga puede ser automáticamente ajustada con un cambio en el comportamiento del consumidor. En otras palabras, un computador le dice al sistema donde reducir la carga y donde aumentarla basado en estas condiciones cambiantes, usualmente a través de los programas de la respuesta a la demanda DR. Todo esto ilustra como los tres programas trabajan juntos para hacer una medición “inteligente”.

Mediciones de tensión y calidad de energía a los clientes: Las mediciones de voltaje y mediciones de la calidad proporcionan, tanto a las empresas distribuidoras como a los usuarios, los indicadores claves para determinar el rendimiento del sistema eléctrico con respecto a la calidad de la energía suministrada. Las exigencias de calidad de energía han aumentado rápidamente a raíz de los microprocesadores y la microelectrónica que se han impregnado en las instalaciones y equipos de consumo en los últimos años. El impacto de las caídas y picos de tensión es mayor en los equipos modernos, y los problemas de la calidad de energía pueden ocasionar problemas serios, como por ejemplo, fallas en el funcionamiento

de los equipos y problemas de rendimiento de los mismos. Las capacidades de monitoreo de la calidad de energía permiten una detección más rápida y también el diagnóstico y la solución de problemas de energía de manera eficaz.

El medio de comunicación de dos vías utilizado por AMI permite la evaluación en tiempo real de cortes, impacto y en última instancia respuesta. Un sistema AMI podría participar en la modernización de la red para detectar y abordar los problemas emergentes antes de que el servicio se vea interrumpido. Mediante la lectura de voltaje y las mediciones de calidad, las empresas distribuidoras serán capaces de detectar los cortes dentro de su área de servicio antes o cuando se producen. Esto permite que las empresas distribuidoras puedan responder y gestionar giros dentro de sus servicios de suministro de energía.

Monitoreo de la generación y gestión distribuida (DG): Los sistemas AMI podrían permitir la medición de la potencia generada remotamente por el Plug-in de vehículos eléctricos inteligentes (PHEV) y por la energía proporcionada por paneles solares o también por aquella infraestructura de generación distribuida DG. Este sistema podría funcionar haciendo que los medidores contabilicen la entrada y salida de energía por separado. Esto significa que cuando la generación es por parte de los usuarios, es decir, cuando ellos puedan aportar con generación a la red eléctrica, los medidores puedan contar la cantidad de energía que se inserta a la red y la que se consume de la misma de manera separada. Esta capacidad permite a los usuarios utilizar sus excedentes de energía para reducir sus propias facturas de electricidad.

Conexión y desconexión remota: También llamado TFTN (turn-off, turn-on), proporciona el servicio con la posibilidad de activar y desactivar la energía donde los clientes estén ubicados a través de comandos remotos. Esto permite a las empresas distribuidoras administrar las cuentas y los cambios más rápida y rentablemente, especialmente en la viviendas multifamiliares y áreas de alto volumen de negocios sin tener que transportarse a los lugares donde se precisa conectar o desconectar el servicio. En algunos casos, la desconexión a distancia se puede utilizar para prevenir las interrupciones del servicio mediante la desconexión de los circuitos donde se han detectado problemas. A demás de esto,

las empresas distribuidoras pueden activar y desactivar remotamente los servicios de energía eléctrica a los consumidores cuando éstos requieren de este servicio por ejemplo cuando un usuario viaje por un determinado tiempo, y no precise de suministro de energía eléctrica en su vivienda durante este periodo de tiempo.

AMI permite la lectura y programación de los medidores eléctricos en tiempo real y proporciona los datos de cada medidor con fecha y hora, lo que permite a las empresas distribuidoras obtener información del consumo sobre el cual se realiza la facturación, la planificación de la capacidad y otros procesos. La lectura en tiempo real de los medidores y la programación de los mismos permiten a las empresas distribuidoras proporcionar servicios de manera remota a los usuarios así como el consumo remoto de energía de tal forma que esta información representa una facturación más exacta.

Hay numerosas posibilidades con respecto a los programas que pueden ser implementados como resultado de la medición inteligente de energía. Existen varios escenarios que se pueden aplicar a este concepto y los medidores inteligentes se pueden utilizar para llevar a cabo un sinnúmero de objetivos. La implementación de los medidores inteligentes representa el valor del negocio relacionado a la red inteligente. La figura 1.3 ilustra una de las posibilidades en cuanto a cómo la tecnología de medición inteligente puede ser implementada para algunos de los programas que se acaban de describir en una forma de interconexión.

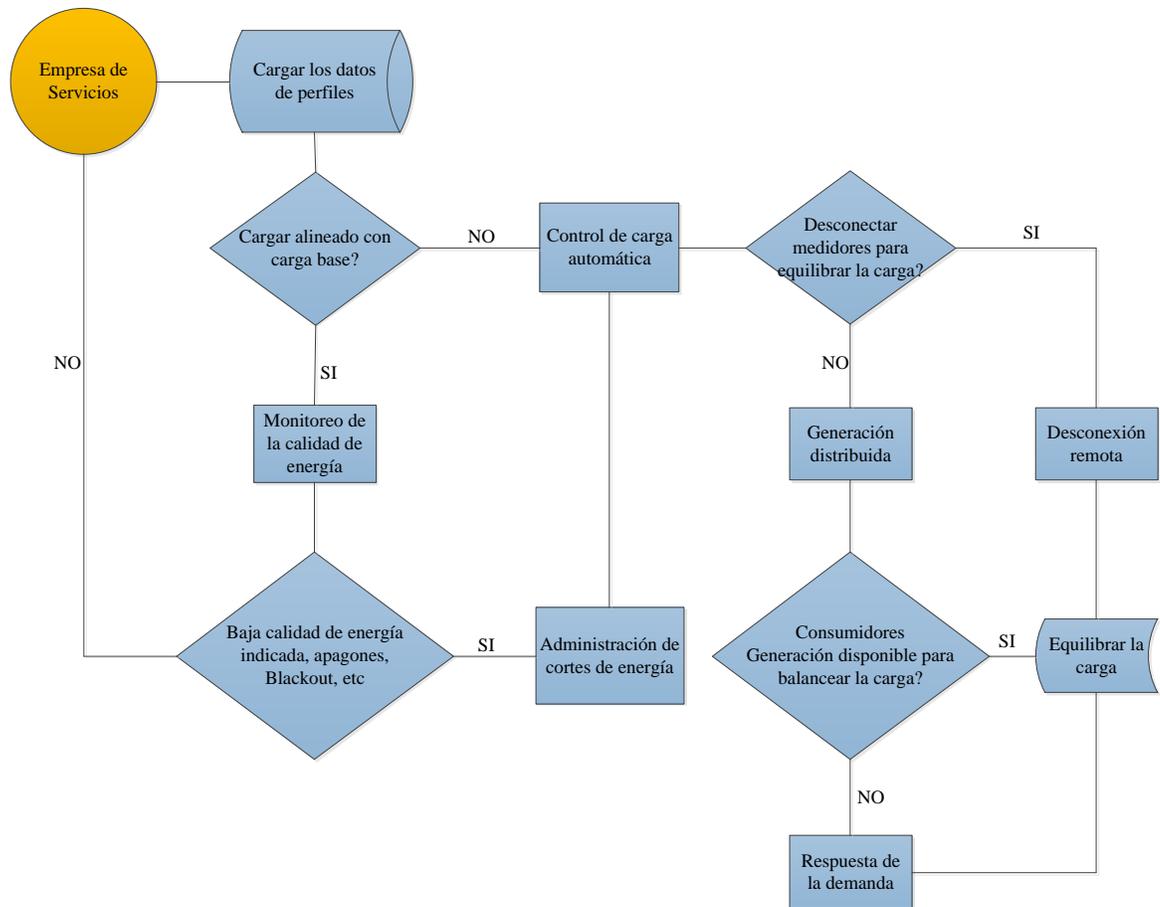


Figura 2.1. Diagrama de flujo de medición inteligente

Fuente: [4] G. N. Sorebo and M. C. Echols, *Smart Grid Security: An End-to-End View of Security in the New Electrical Grid*, 1st ed. CRC Press, 2011, p. 328.

AMI es una arquitectura que proporciona una comunicación de dos vías para la realización de las funciones avanzadas de medición. Este sistema se basa en la arquitectura de comunicaciones de medición estándar, construido con las normas ANSI C12.18, C12.19, C12.21, y C12.22. Estas normas proporcionan un marco de comunicaciones para enviar y recibir información en un entorno de comunicaciones de medición de dos vías. El sistema AMI está diseñado usando los siguientes componentes:

- Medidor
- Concentrador de datos
- Sistema de control del medidor
- Sistema de gestión de datos del medidor

Estos componentes se basan en una arquitectura de red adicional tales como:

Wide area network (WAN) communications

Visualización en el hogar (In-home display)

Zona de utilidad desmilitarizada (DMZ)

La figura 1.4 representa una descripción gráfica de una infraestructura avanzada de comunicación AMI.

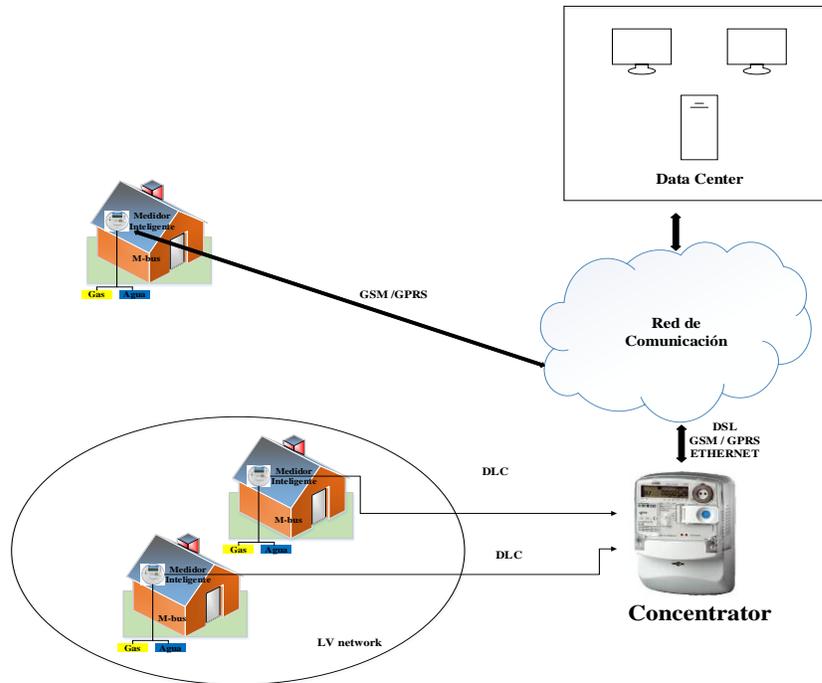


Figura 2.2. Arquitectura de una red AMI

Fuente: [22] G. Omahen, A. Souvent, and B. Luskovec, “Advanced metering infrastructure for Slovenia,” 2009, pp. 1–4.

La arquitectura comienza en las instalaciones del cliente y termina en el sistema de gestión de datos de medición MDMS. Todo, entre las instalaciones del cliente y el MDMS representa la arquitectura de medición. Esto debido a que el objetivo en la AMI es proporcionar al consumidor la energía del sistema de distribución, mientras que el control de la utilización de la energía se efectúa a través de la arquitectura AMI. Algunos de los componentes dentro de la arquitectura pueden ser desarrollados por uno o por varios proveedores. Por lo general, las empresas proveedoras de los medidores proporcionarán el medidor, el concentrador y el

software de control, mientras que otras empresas proporcionarían las comunicaciones WAN, los dispositivos y el sistema de comunicación dentro del hogar, así como el MDMS. Todas estas tecnologías se integran de una manera que apoye el control y el seguimiento del consumo de energía, así como la gestión de la distribución de energía a los consumidores. [3]

2.4 Impacto social

Dentro de las redes inteligentes un actor importante es el cliente final o más conocido como los usuarios residenciales, los cuales deberán estar bien informados acerca del rol que tomarán dentro del sistema, por lo que se deberá cambiar sus hábitos de consumo frente al nuevo sistema.

Mediante el factor económico se podrá hacer cambios a los hábitos que estamos acostumbrados los usuarios en el consumo de energía eléctrica, por ejemplo en el uso de cargas residenciales las cuales en ciertas horas pueden realizar un consumo más grande que en otras horas las cuales el costo de kw-h es más barato, esto lo podemos realizar mediante los contadores inteligentes los cuales nos llevarán un registro de cuantos kw-h tenemos consumidos en qué hora será más barata la energía dato que las empresas distribuidoras nos informarán.

Con la implementación de los contadores inteligentes en los hogares, se tendrá un registro de los sectores que tienen más consumo eléctrico y con ello sacar conclusiones para el mejoramiento de la red local. Como todo cambio trae contras uno de los que tendrá el cliente será que el corte de energía se lo realizara desde las empresas distribuidoras las cuales por medio de un aviso que se le dará al cliente el tendrá un cierto tiempo para que pueda realizar el pago y así no tener un corte de energía, un pro es que el cliente una vez se le haya realizado un corte de energía por falta de pago, el cliente una vez cancelado el valor adeudado al instante tendrá la conexión de su servicio eléctrico y no tendrá que esperar un día o dos para la restauración del sistema, con la aplicación de este modo de medición inteligente se mejora la calidad del servicio eléctrico para los usuarios residenciales y reduciremos las pérdidas que las empresas de distribución se les presenta. [23]

Los usuarios de zonas de extrema pobreza tendrán un mayor impacto social ya que se debe facilitar la optimización del recurso energético para estos habitantes, para ello se hace imprescindible la participación del sector privado, gubernamental, universidades y consumidores; se podrán llevar a cabo trabajos en temas como explorar servicios para el cliente al interior del hogar, por medio de la utilización de protocolos como ZigBee, el difundir las características y funcionalidad de dispositivos electrónicos a instalarse dentro del hogar y que permitan que se lleve a cabo el registro del consumo energético, el cálculo de la proyección de la demanda eléctrica en el hogar, etc.; son temas de mucho interés para los usuarios de este servicio y los mismos deberán ser bien explicados y difundidos en campañas publicitarias y demás formas de llegar a la población. [24]

Se debe alentar a los consumidores a que comiencen a utilizar tecnología avanzada, para el uso de electricidad de manera más eficiente se debe direccionar activamente a los consumidores dándoles información importante relacionada con su consumo de electricidad, ya que el usuario es el que toma la decisión de cuanto, en qué horas del día y de qué manera desea consumir energía, es evidente que esta participación activa de la demanda trae grandes beneficios para todo el mercado.

Es claro que el impacto social que generan las soluciones de medición inteligente de energía eléctrica genera expectativas positivas en la mayor parte de la sociedad ecuatoriana tanto para las empresas de distribución como a los usuarios finales y más aun con las políticas de la matriz energética implementada por el gobierno ecuatoriano. Los datos serán analizados bajo la perspectiva de las facilidades que puedan brindar las diferentes arquitecturas de los protocolos de comunicación y los conceptos para formar redes de área para hogares, edificios e industrias, así como el análisis de la velocidad, cobertura, adaptabilidad y compatibilidad con el suministro eléctrico.[25]

CAPÍTULO III

INTEROPERABILIDAD ENTRE MEDIDORES INTELIGENTES

Para la medición del consumo de la energía eléctrica residencial, en la actualidad se emplean medidores de diferentes fabricantes, estos medidores manejan tecnologías de comunicación variadas es decir, cada fabricante de medidores inteligentes controla una tecnología propia para la comunicación entre ellos, de modo que faciliten la obtención y el envío de información del consumo de energía en donde estos se encuentren instalados. El serio problema que se presenta entre los medidores de diferentes marcas es el impedimento de intercambio de información que se requiere que exista entre ellos, sin embargo, y con la ayuda de sistemas y protocolos de comunicación se puede llegar a obtener la interoperabilidad entre medidores de diferentes marcas; esto permitiría un mayor desarrollo de los medidores y por ende una mayor demanda de los mismos en el mercado nacional. Por otro lado las empresas distribuidoras, así como los usuarios no estarían ligados un una sola marca de medidores. Todo esto permitirá obtener una robusta y dinámica infraestructura de comunicación.

3.1 Normas ANSI para medidores inteligentes

La norma ANSI C12.19/ IEEE 1377/ MC 12.19 trata acerca de las directrices que las empresas deben tomar en consideración para realizar una interoperabilidad entre los dispositivos de medición y los dispositivos finales que se usan para crear una red inteligente, esto permite tener una mejora en la adquisición de datos y realizar una facturación adecuada a los clientes finales ya sean estos industriales, comerciales o residenciales. Uno de los objetivos de esta norma es recomendar u orientar las posibles rutas de migración hacia una infraestructura nueva, brindando apoyo a todas las empresas de distribución que utilizan una red existente, lo que conlleva en menos inversiones de capital y menos requerimientos de transición de la tecnología heredada. IEEE, ANSI y Measurement Canadá desarrollaron las " Tablas para la Industria de dispositivos de transmisión e interconexión de datos en las redes de comunicación " (Tabla 3.3), normas aplicables para productos electrónicos de medición, tanto para agua, gas, aparatos eléctricos, genéricos y equipo relacionado. Con las designaciones ANSI C12 0.19 / IEEE-1377 / MC12.19 y ANSI C12.22 / IEEE-1703 /

MC12.22, respectivamente estas normas se las conoce comúnmente como ANSI C12.19 y ANSI C12.22. El objetivo de esta norma es lograr la interoperabilidad entre los sistemas que implementan el hardware y el software de múltiples proveedores.[26]

El estándar organiza los datos del dispositivo de medición y define los requisitos de operación para las comunicaciones. ANSI C12.19 define un modelo semántico de datos que se basa en el intercambio de la información sobre la metodología orientada a objetos, para permitir la comunicación de "una " y "dos" vías de entrada en los dispositivos para la interoperabilidad. Esta flexibilidad significativa, se expresa de muchas maneras como un número de formatos de transmisión y codificación, que se proporcionan para los formatos de hora, los valores, el orden de los datos de texto. Los métodos de comunicación, los métodos de acceso a datos y los procedimientos se prescriben para tratar con la multitud de opciones y funcionalidad que ofrece la norma.

La norma ANSI C12.19 está conformada por códigos, los mismos que se muestran en la Tabla 3.3, estos se organizan en grupos funcionales conocidos como décadas las cuales están conformadas por 10 códigos por década. Además, se ha previsto un adicional de datos codificados para los fabricantes, para que sus futuras innovaciones se pueden implementar utilizando el marco y los mecanismos especificados por el modelo de la norma. [26]

La implementación de todos los mecanismos identificados en la norma ANSI C12.19 representa un reto importante, es por esa razón que se espera que los productos de adquisición de datos deban ser capaces de procesar datos desde cualquier dispositivo final que sigue las reglas de acceso definidas por la norma ANSI C12.19 y los servicios de comunicación requeridos. Dentro de la norma ANSI C12.19 se encontrara las siguientes definiciones de interoperabilidad basándose en las directrices de la norma:

- Será posible obtener una medición inequívoca de kWh, kVARh de los valores acumulados y demandas relacionadas de la lectura y el análisis de datos. Esto incluye las unidades de medida y los demás atributos de la información necesaria para la facturación.

- Estándar, Fabricante y tablas definidas por el usuario ampliados se escribirán utilizando la sintaxis del estándar ANSI C12.19 y se comunicada mediante formatos de transmisión de datos del estándar.

La ANSI, IEEE y Measurement Canadá han elaborado conjuntamente los siguientes protocolos de servicios de comunicación y aplicaciones para la ANSI C12.19:

- ANSI C12.18 / IEEE 1701 / MC12.18 - Protocolo de Especificaciones para ANSI tipo 2, puerto óptico.
- ANSI C12.21 / IEEE 1702 / MC12.21 - Especificación del protocolo de módem telefónico de comunicación.
- ANSI C12.22 / IEEE 1703 / MC12.22 - Protocolo de Especificaciones para la interconexión de redes de comunicación de datos.

El conjunto de directrices dentro de la norma ANSI C12.19 tiene por objeto las siguientes definiciones:

- Reducir la complejidad de la lectura del medidor a través de la reducción de las variaciones en la aplicación e interpretación de la norma ANSI C12.19.
- Establecer las expectativas de un usuario para los implementadores de la norma ANSI C12.19 y su conjunto requerido de normas.
- Proporcionar directrices de aplicación para la definición uniforme, exhibición, el transporte y la interpretación de la dosificación de las unidades lógicas de medidas.
- Proporcionar directrices de rendimiento y métricas para la definición eficaz, exhibición, el transporte y la interpretación de la dosificación de las unidades legales de medidas.

Alcance de la norma ANSI C12.19.

La normativa ANSI C12.19 tiene como alcance las siguientes directrices de aplicación en las siguientes áreas:

Los requisitos y normas de uso de los ejecutores de la norma ANSI C12.19-2008:

- La transmisión de la tabla de datos.
- La seguridad de la tabla de datos.
- La codificación de la tabla de datos.
- La interpretación de la tabla de datos.
- El uso empresarial de la estructura de la tabla de datos del modelo semántico.
- El uso de registradores de eventos.
- Uso de tablas definidos por el fabricante.
- Uso de tablas definidas por el usuario.

Las normas de aplicación del protocolo de Comunicación y los servicios para comunicarse:

- El uso de protocolos de comunicación de puerto óptico locales que cubren todas las 7 capas del modelo OSI.
- El uso de protocolos de comunicación de módem telefónico que cubren las 6 capas del modelo OSI.
- El uso de los protocolos de comunicación de red que cubren las 3 capas del modelo OSI (aplicación, presentación y sesión).
- El uso de los protocolos de comunicación de red que cubren las capas de transporte del modelo OSI para el uso empresarial de Internet.
- El uso de otros protocolos de comunicación de red que cubren las capas de red del modelo OSI para el uso de Internet Enterprise.

Definir y desarrollar una serie de modelos de medición utilizando el modelo semántico de ANSI C12.19 tomando en consideración los siguientes casos:

- Los modelos de datos para los contadores monofásicos residenciales.
- Los modelos de datos para los contadores polifásicos comerciales.
- Los modelos de datos para los contadores polifásicos industriales.
- Los modelos de datos para los dispositivos de control de carga con AMI. [26]

Definiciones utilizadas dentro de la norma ANSI C12.19.

Medidor integrado AMI

Es un Dispositivo que implementa tanto los registros de metrología y todas las 7 capas de protocolo de comunicación OSI y el hardware utilizando una solución integrada. Un medidor integrado AMI no tiene un módulo de comunicación intercambiable AMI.

Módulo de medición AMI.

Es un dispositivo que implementa los registros de metrología y puede ser conectado físicamente (interna o externa) a uno o más módulos de comunicación intercambiable con AMI.

Módulo de comunicación intercambiable AMI.

El módulo de comunicación intercambiables AMI permite la comunicación con al menos una LAN / WAN que puede llegar a la Empresa de servicios.

Década.

Una década es una agrupación funcional de los cuadros en grupos de diez. Las tablas se numerarán a través de X0 hasta X9, con la letra X se representa el número década.

Tope de medición.

El tope de medición se lo considera al flujo de potencia suministrada desde el proveedor de servicio eléctrico hasta el cliente. Esto también se lo conoce como potencia entregada.

EDL: lenguaje de intercambio de datos.

La forma de archivo EDL se utiliza para expresar los valores de datos de los dispositivos que conforman la transmisión de datos en base a la norma ANSI C12.19. El archivo EDL se asocia con un modelo ANSI C12.19 dispositivo específico, por lo que está asociado únicamente a una clase de dispositivo.

Esta propiedad implica que el contenido del archivo EDL se deriva del modelo de datos de

todas los datos utilizadas sean estos del estándar o datos por parte del fabricante y todos los procedimientos utilizados que se definen para la Clase C12.19.

Archivos EDL se utilizan para expresar los valores y parámetros importados y exportados a la referencia de la aplicación AMR.

Cabecera.

Es una aplicación asociada con ambos sistemas de medición y el punto final de una y dos vías que ofrece algunas de las siguientes características:

- Gestiona la red de comunicación para los contadores y los puntos finales.
- Gestiona la recogida de datos.
- Permite a los operadores del sistema extraer los datos y enviar comandos a medidores y puntos finales.
- Fuentes de medición y los datos asociados a los sistemas de la empresa.

Historia Data Logger.

Historia Logger ofrece el seguimiento de cualquier actividad del dispositivo final o eventos que puedan ser de interés general para el operador, tanto el Historia Logger y registrador de sucesos coexisten en un dispositivo final.

Perfil de Carga.

Un perfil de carga es el registro, almacenamiento y análisis de consumo, la demanda y otros datos sensoriales durante un período de tiempo.

Medidor de Lectura.

La transmisión desde el medidor a la Empresa y el sistema Head-final de una tabla C12.19 es una operación de lectura de contadores. El acto de recuperación de datos puede requerir la invocación de algunos o todos los siguientes servicios PSEM: identificar, negociar, Timing-setup, inicio de sesión, espera, seguridad, lectura, escritura, cierre de sesión, Terminar y desconectar la relevancia del protocolo de comunicación implementado por el medidor.

Transporte Confiable.

En el contexto de la facturación y el comercio esto es un requisito para la transmisión de datos con precisión y seguridad a través de cualquier medio de comunicación. El método de transporte de los datos medidos se asegurará de que los datos de medida se mantengan intactos a la llegada de su destino.

Unidad de medida (UOM).

El UOM está definido como la unidad de medida que proporciona un método para describir la cantidad del comercio de facturación o la selección de atributos de la fuente de datos.

Algunos de los atributos incluyen la cantidad física medida, la base del tiempo utilizado para realizar un promedio de las medidas, las constantes de escala, dirección de flujo.

Las unidades de medida deberán ser priorizada por el usuario y no por el fabricante y serán priorizados por primera función de la siguiente manera:

- Energía.
- Demanda.
- Evento.
- Tiempo.

Dentro de cada función por encima de los UOM podría ser priorizadas de la siguiente manera:

- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- La cantidad de alimentación.
- Voltaje.
- Tiempo de los contadores.

Tipos de Tablas transportadas.

Según con la norma ANSI C12.19 / IEEE 1377 / MC12.19, el protocolo de comunicación compatible será capaz de transportar la información del estándar y datos del fabricante.

Cualquiera de los datos ya sean del estándar o del fabricante podrá ser etiquetada como datos pendientes, o puede ser referenciado por los códigos definidos por el usuario. Esto no pretende dar a entender que todas las variaciones de las tablas deben estar presentes en cualquier dispositivo final.

Alcance del transporte de información.- El protocolo de comunicación compatible será capaz de transportar los cuadros completos y datos parciales de acuerdo con ANSI C12.19-2008.

- El protocolo de transporte deberá cumplir también con las propiedades de accesibilidad por defecto definidos en la norma ANSI C12.19-2008, modificando el modelo de datos de la clase de dispositivo final registrado.
- El protocolo de comunicación compatible deberá ser capaz de transmitir el elemento de identificación extremo del dispositivo de acuerdo con ANSI C12.19-2008.
- El protocolo de comunicación compatible será capaz de transmitir toda la Tabla 00, Tabla de configuración General, cuando así lo solicite, como resultado de una mesa llena petición de lectura.
- El protocolo de comunicación compatible no transmitirá Tablas atómicas parciales, a menos que pueda garantizar que ninguno de los elementos de una tabla atómica puede cambiar durante la transmisión de un subconjunto de dicha tabla, como parte de una sola transacción.
- Todos los protocolos de comunicación compatibles ejecutarán el índice de la tabla o elemento de recuento parcial de lectura y escritura.[27]

Tipos de medidores según la norma ANSI C12.19.

Las empresas de servicios públicos pueden usar algunas o todas de las funcionalidades definidas, según sea su modelo de negocio o requisitos reglamentarios de los clientes, para ellos la norma ANSI C12.19 cita algunos de los tipos de medidores a usarse por ellos.

Residencial monofásico autónomo

El ingreso mínimo de datos de facturación y los requisitos de funcionalidad son:

- La energía en KWH entregados.

- La energía en KWH recibidos.
- La medición de energía neta que es la diferencia entre la energía entrega y la energía recibida.
- La energía Tope de medición.
- La medición de Energía que es la sumatoria entre la energía entrega y la energía recibida.
- La demanda kW.
- El registro instantánea en kW.
- Los precios en tiempo real.
- La energía Reactiva kVARh entregados.
- La energía aparente kVAh.

Los datos operacionales y los requisitos de funcionalidad mínima son:

- Interrupción y restauración de informes.
- Detección de sabotajes.
- Voltaje min y max durante el período de referencia.
- Tensión integrada de período.
- Voltaje instantáneo.
- Presentación de informes de calidad.
- Registro de eventos.
- Registro de historial.
- Servicio de estado del interruptor de conexión.
- Interfaces de red
- Interfaces de red Firmware.
- Puerto óptico.
- Voltaje y ángulo de fase en las mediciones.

Residencial monofásico

El ingreso mínimo de datos de facturación y los requisitos de funcionalidad son:

- La energía en KWH entregados.
- La energía en KWH recibidos.
- La medición de energía neta que es la diferencia entre la energía entrega y la

energía recibida.

- La energía Tope de medición.
- La demanda kW.
- El registro instantánea en kW.
- Los precios en tiempo real.
- Hasta cuatro horarios diarios entre días laborables, fines de semana, y feriados.
- Dos conjuntos de registros entre los datos actuales y temporada anterior.
- La energía Reactiva kVARh entregados.
- La energía aparente kVAh.

Los datos operacionales y los requisitos de funcionalidad mínima son:

- Interrupción y restauración de informes.
- Detección de sabotajes.
- Voltaje min y max durante el período de referencia.
- Tensión integrada de período.
- Voltaje instantáneo.
- Presentación de informes de calidad.
- Registro de eventos.
- Registro de historial.
- Servicio de estado del interruptor de conexión.
- Interfaces de red
- Interfaces de red Firmware.
- Puerto óptico.
- Voltaje y ángulo de fase en las mediciones.

Comercial polifásico

El ingreso mínimo de datos de facturación y los requisitos de funcionalidad son:

- La energía en KWH entregados.
- La energía en KWH recibidos.
- La medición de energía neta que es la diferencia entre la energía entrega y la energía recibida.

- La energía Tope de medición.
- La demanda kW.
- El registro instantánea en kW.
- Los precios en tiempo real.
- Hasta cuatro horarios diarios entre días laborables, fines de semana, y feriados.
- Dos conjuntos de registros entre los datos actuales y temporada anterior.
- La energía Reactiva kVARh entregados.
- La energía aparente kVAh.

Los datos operacionales y los requisitos de funcionalidad mínima son:

- Interrupción y restauración de informes.
- Detección de sabotajes.
- Voltaje min y max durante el período de referencia.
- Tensión integrada de período.
- Voltaje instantáneo.
- Presentación de informes de calidad.
- Medición de armónicos.
- Registro de eventos.
- Registro de historial.
- Servicio de estado del interruptor de conexión.
- Interfaces de red
- Interfaces de red Firmware.
- Puerto óptico.
- Voltaje y ángulo de fase en las mediciones.

Industrial polifásico

El ingreso mínimo de datos de facturación y los requisitos de funcionalidad son:

- La energía en KWH entregados.
- La energía en KWH recibidos.
- La medición de energía neta que es la diferencia entre la energía entrega y la energía recibida.

- La energía Tope de medición.
- La demanda kW.
- El registro instantánea en kW.
- Los precios en tiempo real.
- Hasta cuatro horarios diarios entre días laborables, fines de semana, y feriados.
- Dos conjuntos de registros entre los datos actuales y temporada anterior.
- La energía Reactiva kVARh entregados.
- La energía Reactiva kVARh recibida.
- La energía aparente kVAh.
- Tiempo real.
- Compensación y pérdidas en la línea.

Los datos operacionales y los requisitos de funcionalidad mínima son:

- Interrupción y restauración de informes.
- Detección de sabotajes.
- Voltaje min y max durante el período de referencia.
- Tensión integrada de período.
- Voltaje instantáneo.
- Voltaje SAG.
- Medición de armónicos.
- Registro de eventos.
- Registro de historial.
- Servicio de estado del interruptor de conexión.
- Interfaces de red
- Interfaces de red Firmware.
- Puerto óptico.
- Voltaje y ángulo de fase en las mediciones. [28]

Norma ANSI C12.22.

El protocolo de especificaciones para la interconexión de redes de comunicación de datos ANSI C12.22 describe el proceso de transporte de datos de la Tabla 3.3; sobre una variedad

de redes, la cual hará avanzar la interoperabilidad entre los módulos de comunicación y medición. La C12.22 utiliza el cifrado AES para proteger las comunicaciones de redes inteligentes, incluyendo la confidencialidad y la integridad de los datos.

La norma ANSI C12.22 proporciona la capa de aplicación de servicios de mensajería que son aplicables para las empresas y los mecanismos para una infraestructura de medición avanzada aplicable a la red inteligente. Los servicios de mensajería están adaptados para el intercambio de los elementos de las tablas de datos definidos en la ANSI C12.19.

En esta norma se define los requisitos que regulan la transmisión de ANSI C12.22, en la cual los mensajes se pueden transportar en redes IP a través de los puertos TCP y UDP, por lo que las capas OSI de sesión, presentación y aplicación, en la ANSI C12.22 son agrupadas en una sola capa de aplicación. En fin esta norma aplica a los detalles operativos y cubre la cartografía, la codificación y la interpretación de la norma ANSI C12.19 de los elementos de las tablas de red de dispositivos y direcciones de los nativos para su uso en redes IP.

ANSI C12.22 no especifica la capa física para los dispositivos integrados. Cualquier capa física puede ser utilizada como aplicable. [29]

3.2 Estándar internacional para interoperabilidad

Un estándar es la redacción y aprobación de normas que se establecen para garantizar el acoplamiento de elementos permitiendo certificar la calidad de los elementos fabricados y la seguridad de funcionamiento para trabajar con responsabilidad, es así que un estándar internacional es la norma ANSI que es una organización privada sin fines de lucro, que permite la estandarización de productos, servicios, procesos, sistemas y personal en Estados Unidos pero también se coordina para que estos estándares puedan ser usados a nivel mundial como estándares internacionales.[30]

Es muy importante tener el nombre de ANSI o la norma ANSI porque es conocido en todo el mundo y tiene un excelente historial de apertura y equidad, sin olvidar que los estándares IEEE desarrollados por la sociedad de la computación y muchos otros grupos, buscan automáticamente la aprobación de ANSI siempre y cuando los estándares fueron aprobados por la IEEE.

La estandarización de TI es un Consejo de Normas Ejecutivas que es responsable de las normas actuales en proceso, ya que gestiona los procedimientos de operación y promueve la terminación oportuna de las actividades normadas, en general actúa como cuidador del proceso de consenso. La responsabilidad de este comité es brindar procedimientos de consenso, si los desacuerdos han sido manejados adecuadamente y si el consenso tiene de hecho o ha sido alcanzado

Algunas normas ANSI familiares son SCSI, SQL, FDDI, Ethernet, Token Ring, Cobol, Fortran, los discos flexibles y hay muchos otros, desde la IEEE envían todas sus normas a ANSI para aprobación, el resultado final de aprobación es un ANSI / IEEE.

La interoperabilidad debe tener algunos requisitos para una red de comunicaciones entre los contadores inteligentes o medidores y el sistema de demanda o usuario teniendo una infraestructura de comunicación para la incorporación de una red inteligente. [31]

Estas redes de comunicaciones deben tener estructura del conjunto de protocolos con sus capas y características de los protocolos de capa superior OSI, teniendo en cuenta los requisitos específicos para la red inteligente, que no existe una marca o fabricante más bien un enlace de comunicación a cualquier dispositivo, además los requisitos para las comunicaciones de red inteligente deben ser las siguientes:

- Basada en estándares, la capa superior de protocolos deben estar basadas en estándares para asegurar interoperabilidad y apoyar diversas aplicaciones.
- Los estándares abiertos proporcionan la mayor cantidad posible de dispositivos que se pueden emplear, en el desarrollo de nuevos dispositivos y la entrada de nuevos proveedores.
- Aplicaciones interactivas permiten la participación de los consumidores en respuesta a la demanda.
- Interoperable la red de comunicaciones será compuesta de segmentos que utilizan diferentes redes tecnologías y protocolos.
- Es de vital importancia que estos segmentos pueden interactuar entre sí para proporcionar servicios de extremo a extremo.

- Soporte y manejo de herramientas para la gestión en la red facilitando la supervisión en el rendimiento de la demanda.
- Soporte de grandes despliegues para las necesidades de una red de comunicaciones de redes inteligentes.
- Facilidad y apoyo a nuevas aplicaciones y servicios de red inteligente.
- Actualización fácil y gradual de diferentes segmentos de las comunicaciones de red es necesarias para proteger la inversión en legado componentes.
- A prueba de futuro a habilitar nuevos productos, servicios, mercados proporcionando un amplio protección de la inversión a través de larga vida útil de la red.

Tomando estos aspectos anteriores no debemos olvidar también que debe existir una alta fiabilidad y auto reparación en los requisitos que exigen que la red sea elástica y capaz de tener un funcionamiento continuo e incluso, en la presencia de fallas localizadas y además, ser capaz de auto reparación de eventos de dicho suministro para minimizar los efectos de reducir el tiempo de recuperación por las distintas interrupciones que puede existir en la red.

En lo económico los beneficios de la red inteligente dependerá de la carga en programas de control y fijación de precios dinámicos, ya podrían ser compensados por el aumento del costo de la implementación de un sistema AMI, es decir su precio o consumo debe ser equilibrado en la red inteligente. [32]

En un sistema AMI se debe contar con una variedad de paquetes de tráfico de apoyo entregados en la red inteligente para diferentes aplicaciones, tales como la carga más críticas, los mensajes de control y medición menos sensible al retardo datos.

El sistema de comunicaciones AMI necesita diferenciación de tráfico apoyo y priorización a fin de maximizar la satisfacción general para todos los propósitos, asegurando los componentes de redes inteligentes sí representan funciones críticas como por ejemplo; sí los contadores inteligentes que aceptan comandos para encender y apagar en sistemas de gestión en el hogar por uso de energía con los diferentes aparatos que aceptan señales de rechazo o de apagado durante horas pico de energía en tiempos de demanda, todos los cuales podrían ser utilizados en maneras maliciosas con la transmisión de datos a través de una red pública,

ya que los hackers tienen fácil acceso a para espionaje o manipulación.[33]

3.3 Análisis del mercado actual de fabricantes de medidores inteligentes

Medidor multifunción sentinel de la marca ITRON.

El medidor sentinel es un medidor multifunción polifásico, electrónico, de estado sólido con una precisión excepcional. Este medidor puede ser independiente o regulado por un transformador y está diseñado para ser utilizado en instalaciones comerciales e industriales. Tiene una avanzada técnica de muestreo analógico-digital que analiza cada forma de onda de corriente y voltaje de entrada.



Figura 3 1. Medidor multifunción sentinel de la marca ITRON.

Características.

El dispositivo sentinel tiene algunas de las siguientes características entre ellas podemos mencionar:

- Varias placas de circuito electrónico que se adaptan para realizar diferentes funciones.
- Entrada de transformador para la corriente y entrada del divisor resistivo para el voltaje.
- Procesamiento de medición y conversión analógica-digital.
- Procesamiento de comunicaciones, reloj de tiempo real, perfil de carga y registro.
- Placa de entrada y salida para la acumulación de pulsos o notificación de eventos.
- Disponibilidad en clase 320.

- El medidor sentinel tiene una precisión de clase 0.2, 5 niveles de medición, firmware actualizable, historial de eventos y errores y un sistema de monitoreo en el campo sitiescam.
- Usa protocolo PSEM y protocolo QDIP.
- Configuración flexible para diferentes aplicaciones de medición.
- El suministro de energía de calibración es automática.
- Está disponible como suministro de energía trifásica.
- Los datos de registro y la información del programa se guardan en la memoria no volátil en caso de que exista una interrupción de energía.
- Este medidor tiene dos grupos de datos instantáneos leídos automáticamente cuando se reposiciona la demanda, además cuatro grupos de autolectura con planificación programable para el usuario y un grupo de datos de autolectura, leídos automáticamente al cambiar el periodo.
- Tiene un suministro de energía de detección automática de voltaje el cual está disponible tanto en monofásico y trifásico, además el suministro de energía trifásico funciona con un rango de entrada de voltaje de 120 a 480 V.
- En lo que se refiere a calidad de energía este medidor en la parte de calidad de voltaje tiene detección de eventos de fase a fase o fase a tierra, como 3 niveles de: caídas, crecidas, imbalances de voltajes, imbalances de corriente e interrupción.
- El medidor sentinel de Itron maneja comunicaciones GPRS, comunicaciones Ethernet, modem interno, red E/S, RS-232/RS-485.

Normas que certifican el medidor sentinel de ITRON.

- ANSI C12.1 - 2008
- ANSI C12.10 - 2004
- ANSI C12.18 - 1996
- ANSI C12.19 - 1997
- ANSI C12.20 - 2002
- ANSI C12.21 – 1999

Medidor General Electric monofásico I-210+C.

Este es uno de los productos de la marca GE en medidores monofásicos residenciales que cumple con los requisitos para medición avanzada certificado por la norma ANSI, proporcionando una comunicación integrada, un interruptor de servicio nominal y una funcionalidad precisa y fiable para el usuario.



Figura 3 2. Medidor General Electric monofásico I-210+C.

Características.

El dispositivo I-210+C tiene algunas de las siguientes características entre ellas podemos mencionar:

El dispositivo I-210+C está diseñado para estructuras de tarifas dinámicas proporcionando la capacidad de la demanda, el perfil de carga, la grabación CDU y la medición neta para generación distribuida.

Tiene una variación del +10% y el -20% de la alimentación nominal de 120 o 240 VAC.

El dispositivo funciona en los valores de frecuencia de 50 o 60 Hz.

El dispositivo es configurable para apoyar diversas cantidades de medición y dar la información de la energía entregada y recibida por el sistema de energía eléctrica.

Realiza la medición del consumo de energía eléctrica calculando la demanda y registrando el tiempo de uso de la energía y perfil de carga del usuario.

En la parte de comunicaciones permite el intercambio de módulos AMR en infraestructuras AMI trabajando en las tecnologías de comunicaciones como son la red celular, líneas de alimentación y comunicación Ethernet.

Este medidor posee la opción de corte y desconexión de forma local o remota.

Normas que certifican el medidor General Electric monofásico I-210+C.

- ANSI C12.10
- ANSI C12.20

Contador inteligente trifásico libra-3.

El contador inteligente trifásico libra-3 está diseñado para fines industriales y comerciales en función de la normativa ANSI C 12, este medidor viene integrado con módulos de comunicación de dos vías reemplazables para proporcionar archivos de configuración de parámetros de contador buddy 2. El contador libra-3 es compatible con interfaz óptica (optical 2) e incluye una interfaz de expansión AMR.

Los módulos compatibles con este contador inteligente son: G3-PLC, GPRS, ZIGBEE, RS485, RS232 y su protocolo de comunicación es ANSI C12.18, Modbus RTU.



Figura 3 4. Contador inteligente trifásico libra-3.

Las funciones principales del contador libra-3 son:

- El sistema de facturación es hasta 5 registros totales y 4 registros de demanda, incluyendo los registros totales y el tiempo de uso (TOU).

- La medición del tiempo de uso (TOU) es para 4 niveles, 4 estaciones, 4 días y vacaciones.
- Este contador registra hasta 300 items y más de 80 tipos de eventos.
- Para el perfil de demanda contiene una memoria flash de 32 Mbit; hasta 16 canales; 1~60 minutos programables.
- Contiene una batería de 1200mA para el apagado y RTC.

Las características principales que proporciona este contador inteligente son:

- Tiene un registro de energía de alta fiabilidad, alta precisión mejor que los de precisión de clase CA 0.2 para satisfacer las necesidades de los consumidores de energía.
- Tiene una compatibilidad con cuatro métodos de acumulación de energía: energía de avance, energía de retroceso, avance + retroceso y avance - retroceso.
- Mantiene una compatibilidad con múltiples módulos de comunicación plug and play como el RS485/232, onda portadora, inalámbrica y Ethernet.
- Compatibilidad con funciones inteligentes como demanda, tiempo de uso, registro de eventos y control de carga.
- Compatible con funciones de medición de última generación como la medición de energía reactiva, armónicos y control de la calidad de energía.
- Seguro contra alteraciones del campo magnético externo y otras anomalías.
- Incorpora una pantalla LCD para la visualización de los parámetros con función de iluminación de fondo para encenderla automáticamente.
- Contiene un relé de corriente de 200 A opcional para el encendido y apagado remotos con el cual se lleva a cabo funciones de control de carga.
- Es compatible con interconexión de comunicación, permitiendo comunicaciones de terceros.
- Su plataforma modular es compactible con varios módulos de función extendidos, sin necesidad de recalibrar el contador, contiene módulos de funciones opcionales, tales como el tiempo de uso, las curvas de carga y otros módulos de comunicación.

DATOS	CONTADOR CON TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.	CONTADOR CON CONEXIÓN DIRECTA.
Tensión nominal	120-480 V	
Rango de voltaje	80% Un – 120% Un	
Corriente nominal	2.5 A	30 A, 15 A
Corriente de arranque	0.01 A	0.1 A
Frecuencia	50 Hz ± 5%, 60 Hz ± 5%	
Precisión de medición de energía activa/reactiva.	CA 0.2	
Índice de protección	IP54, UL50	
Temperatura de trabajo	-30 °C - +60 °C	
Límite de Temperatura de trabajo	-35 °C - +70 °C	
Temperatura de almacenamiento/transporte	-40 °C - +85 °C	
Humedad	≤ 95%, sin condensación	
Consumo de energía	≤ 2 W, 10 VA	
Vida útil	≥ 15 años	

TABLA 3.1 Especificaciones técnicas del medidor de energía digital trifásico

Contador inteligente monofásico libra-1.

El contador inteligente monofásico libra-1 está diseñado y fabricado con la normativa ANSI, este contador es un vatíhorímetro de alto rendimiento y alta precisión ideal para electrodomésticos, el cual tiene incorporada una interfaz de comunicación óptica (optical 2) e interfaz de expansión AMR.



Figura 3 4. Contador inteligente monofásico libra-1.

Las funciones principales del contador libra-1 son:

- El sistema de facturación es hasta 5 registros totales y 4 registros de demanda, incluyendo los registros totales y el tiempo de uso (TOU).
- La medición del tiempo de uso (TOU) es para 4 niveles, 4 estaciones, 4 días y vacaciones.
- Este contador registra hasta 300 items y más de 80 tipos de eventos.
- Para el perfil de demanda contiene una memoria flash de 32 Mbit; hasta 16 canales; 1~60 minutos programables.
- Contiene una batería de 1200mA para el apagado y RTC.

Especificaciones técnicas del medidor libra-1 son:

DATOS	CONTADOR CON CONEXIÓN DIRECTA.
Tensión nominal	120/240/277 V
Rango de voltaje	80% Un – 120% Un
Corriente nominal	30 A, 15 A
Corriente de arranque	0.1 A
Frecuencia	50 Hz ± 5%, 60 Hz ± 5%
Precisión de medición de energía activa/reactiva.	CA 0.5
Índice de protección	IP54, UL50
Temperatura de trabajo	-30 °C - +60 °C
Límite de Temperatura de trabajo	-35 °C - +70 °C
Temperatura de almacenamiento/transporte	-40 °C - +85 °C
Humedad	≤ 95%, sin condensación
Consumo de energía	≤ 2 W, 10 VA
Vida útil	≥ 15 años

TABLA 3.2 Especificaciones técnicas del medidor de energía digital libra 1

3.4 Interoperabilidad e interconexión entre medidores de diferentes marcas

Todas las implementaciones de protocolos compatibles se basarán en estándares.

La capa de aplicación de un protocolo de comunicación compatible será definida por una norma publicada.

Cuando las capas inferiores (como el transporte, la red, de enlace de datos y física) no se definen por un protocolo estándar no se establecerá la comunicación entre medidores de diferentes marcas. Para que se logre llevar a cabo la comunicación es necesario que los medidores manejen un mismo protocolo para el envío de información, deben poseer las mismas normas (ANSI), similares características en cuanto tensión, corriente y permitir que la comunicación se rija bajo los parámetros definidos en la Tabla 3.

Existen concentradores de información capaces de integrar la información de medidores de diferentes marcas, evidentemente que esto se logra gracias a la circuitería electrónica integrada que poseen estos dispositivos en su interior, el protocolo de comunicación entre estos dispositivos deben ser los mismos.

La Tabla 3 muestra la codificación numérica y especificaciones a tener en consideración para que dos medidores de diferentes marcas se puedan comunicar, la clave está en que cada uno maneje el mismo protocolo de comunicación, se rijan bajo las mismas normas, los mismos valores mínimos y máximos de valores nominales.

Elemento	Valor	Descripción
DATA ORDER	1	▶ Es la transferencia de datos numérico. Multi – byte desde el primer byte más significativo
CHAR FORMAT	3	▶ Selección de conjunto de caracteres
MODEL SELECT	1	▶ Indica el dispositivo final para la interoperabilidad
TM FORMAT	4	▶ Representación del formato de fecha y hora de los dispositivos de medición
DATA ACCESS METHOD	3	▶ Métodos de acceso y tablas parciales de acceso de los datos utilizando el método de recuento de desplazamiento y el índice de recuento de accesos que son compatibles con los dispositivos finales.
ID FORM	0	▶ <i>Codificación del CHAR FORMAT</i>
MAX PROC PARM LENGTH	=	▶ El valor mínimo utilizado que deberá ser suficiente para dar cabida a todos los parámetros de la petición del procedimiento estándar que se implementa para el dispositivo final.

MAX RESP DATA LEN	=	► El valor mínimo utilizado que deberá ser suficiente para dar cabida a todos los elementos de respuesta del procedimiento estándar que se implementa para el dispositivo final
STD VERSION N°	2	► Es el número de la versión de las tablas estándar de dispositivos de datos
STD REVISION N°	0	► Es el número de la revisión de las tablas estándar de dispositivos de datos
DIM STD TBLS USED	≥ 1	► Es el valor mínimo utilizado el cual deberá ser lo suficientemente grande para acomodar a todos los cuadros estándar implementadas por el dispositivo final de conformidad con las presentes directrices y los conjuntos de características implementadas por el dispositivo final. Este elemento de transmisión representa el número de bytes no el número de tablas de dispositivos de datos
DIM STD PROC USED	≥ 1	► Es el valor mínimo utilizado que deberá ser lo suficientemente grande para dar cabida a todos los procedimientos estándar implementadas por el dispositivo final de conformidad con las presentes Directrices y los conjuntos de características implementadas por el dispositivo final. Este elemento de transmisión representa el número de bytes no el número de procedimientos.
NBR PENDING	≥ 1	► El valor mínimo que se utilice deberá ser lo suficientemente grande para dar cabida a la unión de las operaciones pendientes de las tablas estándar de datos y las tablas del Fabricante implementadas por el dispositivo final.
STD_TBLS_WRITE	=	► El valor real basado en el estándar C12.19, de acuerdo con las presentes Directrices y características. La tabla 00 y FLC 0 pueden configurarse como falso sólo lectura, las tablas de control y FLC 1, deberán tener el valor verdadero ósea se puede escribir, a menos que se indique lo contrario en la norma C12.19 calificada con tales directrices

TABLA 3.3 *Tabla estándar de dispositivos de datos*

Fuente: [1] L. Terry, R. D. Tucker, and A. Moise, “SmartGrid / AEIC AMI Interoperability Standard Guidelines for Communications and Supporting Enterprise Devices , Networks and Related Accessories,” 2012.

3.5 Estudio de casos en el Ecuador

En nuestro país ya se han dado los primeros pasos en la implementación de un sistema AMI (Infraestructura de Medición Avanzada), la Empresa Eléctrica de Guayaquil, con la colaboración de la empresa General Electric Energy, ha puesto en marcha un proyecto de medición inteligente que inició en el año 2012. El proyecto funciona mediante un sistema inteligente que conecta una red de medidores en un radio de dos kilómetros con un colector, a través de transmisión inalámbrica, y éste a su vez se comunica por fibra óptica con un centro de cómputo que recepta datos cada quince minutos.

El equipo de medición inteligente provee de información sobre su consumo al cliente domiciliario, comercial o industrial, para que pueda optimizar y racionalizar su energía. Aparte de las lecturas, con este tipo de medidores se pueden ordenar cortes, reconexiones o saber si se ha apagado, encendido o removido. Con estos equipos cada usuario podrá ingresar a la página web de la entidad y verificar el flujo de energía que ha tenido su medidor durante un día, semana o en el mes, con su código de cuenta y una contraseña.

Los medidores son desarrollados por una empresa norteamericana, cada uno de estos medidores tiene un coste de \$158, los industriales \$600 y un colector de \$3500, este cambio no ha tenido ningún costo para los clientes.

En síntesis el sistema implantado comienza en los domicilios donde el consumo de energía de cada hogar es capturado por el medidor. Este medidor tiene una tarjeta de comunicación en la que se almacena el consumo de energía de cada casa, la información es enviada al colector (concentrador) Gate keeper de forma inalámbrica.

El Gate keeper es un colector de datos que recibe la información cada 15 minutos de hasta 200 medidores. Este colector posee una antena que recepta la información del medidor y una memoria donde se almacena la información.

Por medio de fibra óptica los datos pasan del Gate keeper hasta el sistema principal; desde este sistema se puede verificar si algún cliente no está al día con su planilla y proceder a desconectarle el servicio de energía tan solo presionando un botón. Esta información es monitoreada por el departamento de Telemetría de la Empresa Eléctrica. En la figura 3.5 podemos esquematizar el sistema que se quiere implementar a futuro, el mismo que ya ha dado sus primeros pasos.

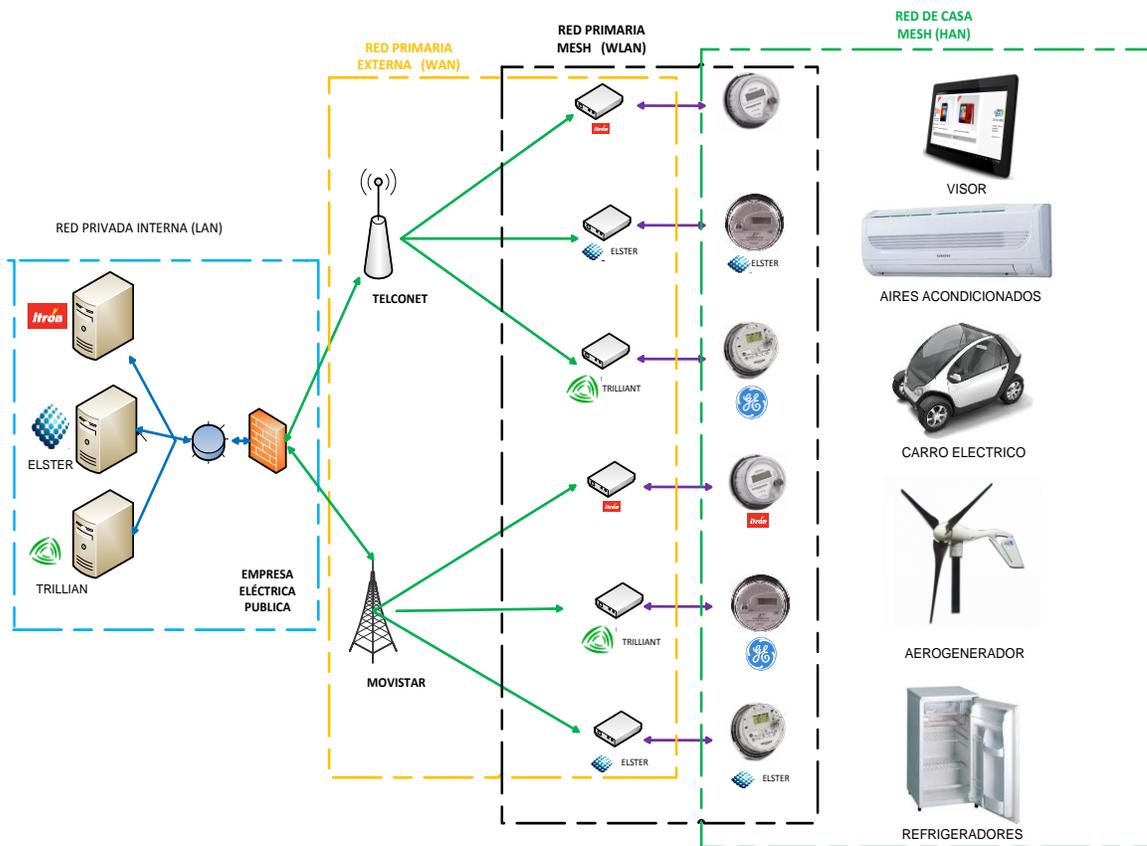


Figura. 3.5 Estructura de Comunicaciones AMI-RFID EN GUAYAQUIL-ECUADOR

Fuente: MEER-<http://www.energia.gob.ec>

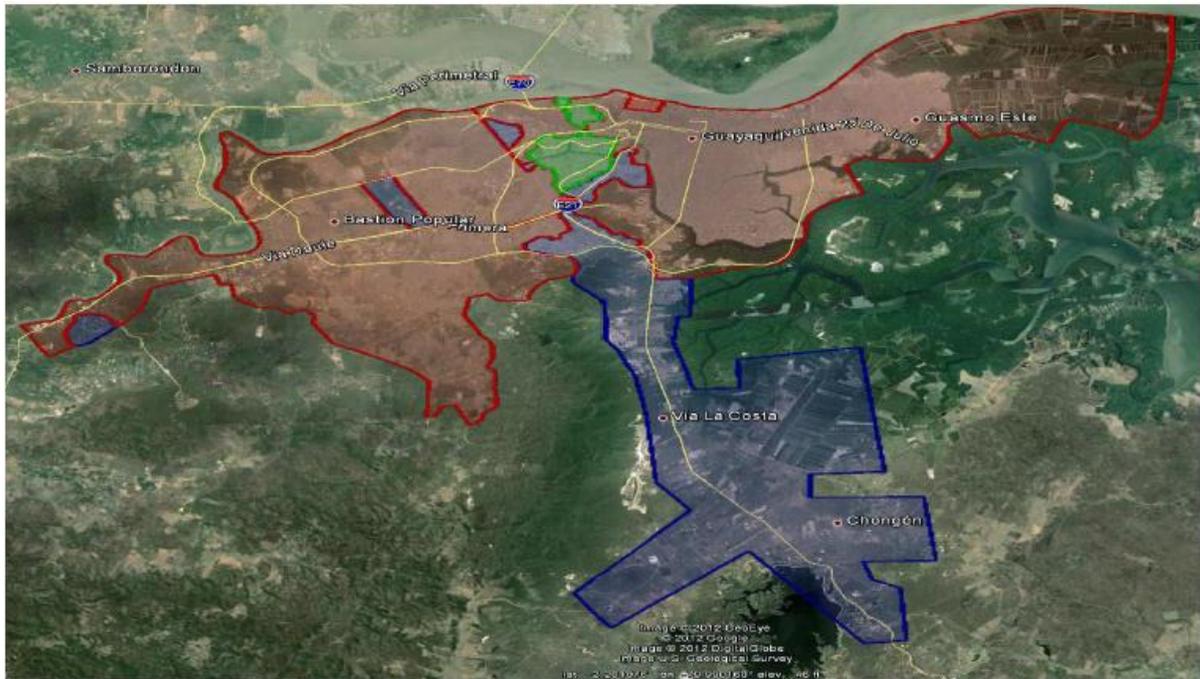


Figura 3.6: Zonificación geográfica de las tecnologías AMI en Guayaquil-Ecuador

Fuente: MEER-<http://www.energia.gob.ec>

En la figura 3.6 podemos observar la zonificación geográfica del campo de aplicación de la Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) para Guayaquil, el inicio de este plan dio lugar en el lado sur de la ciudad desde Puerto Azul hasta Chongón y por toda la vía a la costa. De este a oeste desde el Guasmo Este hasta Bastión Popular y un poco más allá por la vía a Daule y en el lado norte se delimita la zonificación a la altura de la vía perimetral.

La parte azul de la gráfica corresponde a los primeros 70000 clientes de la Empresa Eléctrica de Guayaquil donde los consumos por vivienda alcanzan los 800 kilovatios/hora mensuales y la parte roja corresponde a una segunda etapa del sistema.

Si bien es cierto que la Empresa Eléctrica de Guayaquil pretende implementar este sistema moderno de lectura inteligente en toda su zona de concesión, también es importante el considerar que es necesario el poseer la infraestructura necesaria en todas las zonas de aplicación, en especial en los barrios y parroquias menos atendidas y sobre todo capacitar y brindar asesoramiento sobre este moderno sistema a la población que reside en estos sectores.

Uno de los principales problemas que se presenta en estos momentos, al implementar un sistema de medición inteligente del consumo de la energía eléctrica, es el hecho que a nivel de sistemas, las soluciones son propietarias. Si se llegara a romper este “candado”, se obtendría fácilmente una comunicación entre los medidores y la empresa distribuidora sin importar la marca del medidor, lo que evitaría el estar ligado a trabajar con una determinada marca o aplicar una nueva infraestructura de comunicación como lo RFID en donde se requiere concentradores propios del fabricante para recolectar la información de los medidores inteligentes de energía eléctrica, todo esto se torna ineficiente bajo la necesidad de llegar a obtener una red eléctrica inteligente donde la eficiencia y la confiabilidad es lo más importante, sin descartar el impacto ambiental.

Es importante también considerar que tipo de medidor puede ser aplicado dependiendo de la zona en la cual va a operar dicho medidor, para las zonas rurales nos concentraremos en medidores que trabajan bajo el protocolo CDMA-450, y medidores con protocolo GPRS-3G para zonas urbanas, además de verificar las características necesarias para realizar cortes y reconexiones de forma manual y automática así como la opción de servicio a clientes prepago.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDIDORES INTELIGENTES RESIDENCIALES

En el presente capítulo se realiza un análisis económico que permita determinar la factibilidad de la implementación de un sistema de medición inteligente desde el punto de vista costo-beneficio, tomando en consideración aspectos técnicos necesarios para que se pueda dar la interoperabilidad entre los medidores con el conocimiento de que dichos aspectos técnicos acarrearán gastos adicionales. Es fundamental para este análisis considerar los protocolos de comunicaciones más rentables que existan en nuestro medio, las tecnologías actuales y las tendencias futuras dentro del desarrollo tecnológico de las telecomunicaciones e ingeniería eléctrica, de tal manera que tanto los usuarios, como las empresas de distribución obtengan los mayores beneficios posibles a nivel técnico y económico al momento de establecer un sistema moderno de medición del consumo de la energía eléctrica en nuestra ciudad.

4.1 Análisis costo beneficio

Los parámetros considerados en el proyecto para realizar el análisis de costo beneficio son los siguientes:

- Cálculo del costo anual por lecturas de medidores vs los beneficios de medición inteligente.
- Cálculo del costo anual por cortes y reconexiones de medidores eléctricos vs los beneficios de medición inteligente en cortes y reconexiones.
- Cálculo del costo anual por pérdidas comerciales vs los beneficios de medición inteligente por pérdidas comerciales.

Los costos referenciales por lecturas anuales en la empresa eléctrica ejecutados por personal técnico que generan gastos administrativos y sobre todo económicos al tomar lecturas del consumo de energía en cada medidor, prácticamente se minimizarían en su totalidad al momento de implementar la medición inteligente. Si bien es cierto que llegar a implementar la red inteligente representa gastos económicos considerables en estos

momentos, estos se verían compensados a futuro al eliminar los gastos que se derivan de la recolección manual de datos de consumo energético. De igual forma, la empresa eléctrica Quito EEQ, posee personal que se encarga de las tareas de cortes y reconexiones a aquellos abonados morosos, evidentemente esta tarea también influyen en los gastos mensuales de la empresa, esta tarea también se vería eliminada con la implementación de los medidores inteligentes.

Las pérdidas no técnicas o comerciales de igual forma se verían reducidas con la implementación del respectivo software de gestión necesario para llevar a cabo la medición inteligente lo que derivaría en un gran ahorro económico para las empresas distribuidoras.

Costo anual por lecturas del consumo de energía por cada medidor

Para determinar este costo se han tomado los valores referenciales de la EEQ del año 2015 en el cual consta un gasto estimado por lecturas que llevan a cabo personal de la empresa anualmente de USD\$1.75. [34]

En la Tabla 4.1 se muestra el detalle de abonados con los que cuenta la EEQ en su área de concesión, de dicha tabla podemos sacar el número de contadores de energía que disponen (1.002.520 contadores), con estos datos podemos calcular el costo anual por lecturas de consumo de energía al multiplicar el número de medidores por el costo por lectura. [35](1)

Costo anual por lecturas = número de medidores x costo por lectura

$$CAL = \#m \times CpL$$

$$CAL = 1.002.520 \times 1.75 \quad (1)$$

$$CAL = \$1.754.410$$

Donde:

CAL: Costo anual por lecturas

#m: Número de medidores

CpL: Costo por lectura

EEQ A DICIEMBRE DEL 2014

Área de servicio:	14.971 km ² , cubriendo las provincias de Pichincha con los cantones de: Quito, Rumiñahui, Mejía, Pedro Vicente Maldonado, San Miguel de los Bancos, y parte de Puerto Quito y Cayambe; y la provincia de Napo con los cantones de Quijos y el Chaco
Clientes regulados facturados:	1.002.520 contadores de energía.
Población electrificada:	2.826.228 de habitantes.
Generación propia:	512 GWh, 5 centrales de generación hidroeléctrica y 1 térmica.
Alumbrado público:	241.482 luminarias.
Facturación anual total (incluye terceros):	USD 406,15 millones.

TABLA 4.1 Datos generales de la empresa eléctrica Quito

Fuente: [36] “*eeq-en-cifras @ www.eeq.com.ec.*”

Costo anual por cortes y reconexiones de medidores

Para poder determinar el costo anual debido a cortes y reconexiones del suministro eléctrico en la EEQ, se debe multiplicar el número de medidores por el costo promedio por corte y reconexión y por el porcentaje de morosidad. El gasto estimado debido a cortes y reconexiones que destina la EEQ es de \$7.689 y la media de morosidad del 14%. [37]. (2)

Costo anual por cortes y reconexiones = número de medidores x 12 costo promedio por corte y reconexión. [35]

$$\begin{aligned} CACR &= \#m \times CpCR \times 12 \times \%M \\ CAL &= 1.002.520 \times 7.689 \times 12 \times 14\% \quad (2) \\ CAL &= \$12.950.072,15 \end{aligned}$$

Donde:

CACR: Costo anual por cortes y reconexiones de medidores

#m: Número de medidores

CpCR: Costo promedio por corte y reconexión

%M: Porcentaje de morosidad

Costo anual por pérdidas comerciales

Según datos proporcionados por la EEQ el porcentaje de medidores que son manipulados para medición fraudulenta de la energía es del 8.87%; y la pérdida mensual en kWh estimada debido a esta irregularidad es de 155kWh [36]. La tarifa eléctrica nacional por kWh es de \$0.09. Para la determinación del costo anual por pérdidas comerciales en la EEQ multiplicamos el número de medidores 1.002.520, por el porcentaje de medidores manipulados, por la pérdida mensual estimada por kWh y por el costo mensual por kWh. [35] (3)

$$\begin{aligned} CAPC &= \#m \times 12 \times \%Mm \times pme \times ckWh \\ CAPC &= 1.002.520 \times 12 \times 0.0887 \times 155 \times 0.09 \quad (3) \\ CAPC &= \$14.885.797,92 \end{aligned}$$

Donde:

CAPC: Costo anual por pérdidas comerciales

#m: Número de medidores

pme: Pérdida mensual estimada en kWh

%Mm: Porcentaje de medidores manipulados

ckWh: Costo por kilovatio hora

En resumen podemos determinar que los valores que desembolsan la empresa eléctrica por la lectura de medidores, cortes y reconexiones y las pérdidas comerciales son de un valor económico considerable alrededor de los \$29.590.280,07.

Análisis del beneficio de la inversión en medición inteligente

Los costos de medidores son variables según el fabricante por lo que se ha considerado un promedio de precios de 3 medidores inteligentes Tabla 4.2

PRECIOS DE MEDIDORES INTELIGENTES	DE DIFERENTES MARCAS
Medidor General Electric monofásico	\$160
Medidores Bidireccionales SENTINEL	\$194
Aginode de baja tensión de ELSTER	\$180

TABLA 4.2 Costos de 3 diferentes marcas de medidores

Fuente: [38] “catalogo-de-productos-sa @ www.elstersolutions.com.”
[39] “viewprod @ store.gedigitalenergy.com.”.

Sacando un promedio de valor entre los costos de los medidores de la Tabla 4.2 se puede ponderar los montos totales de inversión de acuerdo a un número determinado de medidores a ser adquiridos por las empresas distribuidoras. Figura 4.1



Figura 4.1. Costo promedio de medidores en función del número de los mismos

Fuente: Alejandro David Aldas

Para determinar el costo inicial se deberá multiplicar el número de medidores por el costo anual de los SMS; tomando un promedio de \$1.67 por paquete de mensajes mensuales según los valores de las 3 operadoras telefónicas del país, se tendría que anualmente se gastaría un promedio de \$20.04, [35] (4). El promedio de valor de cada medidor según la Tabla 4.2 es de \$178; con lo cual el costo de inversión al cambiar los actuales medidores por los medidores inteligentes es de $\$178 \times 1.002.520 = \$178.444.856$

$$\begin{aligned} CeT &= \#m \times SMSa \\ Cet &= 1.002.520 \times 20.04 \quad (4) \\ CAPC &= \$20.090.500,8 \end{aligned}$$

Donde:

CeT: Costo anual en telecomunicaciones

#m: Número de medidores

SMSa: Costo anual por paquete de SMS

Para determinar el costo beneficio de la implementación de un sistema de medición inteligente es sencillo con los datos que hemos calculado. En la Tabla 4.3 se muestra un consolidado de los costos anuales por lecturas del consumo de energía, más los costos anuales por pérdidas comerciales y también los costos anuales por pérdidas comerciales en un periodo de análisis de 15 años.

AÑO	PERIODO	CAL	CACR	CAPC	TOTAL DE INGRESOS
2015	0				
2016	1	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2017	2	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2018	3	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2019	4	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2020	5	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2021	6	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2022	7	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2023	8	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2024	9	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2025	10	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2026	11	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2027	12	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2028	13	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2029	14	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07
2030	15	\$ 1.754.410,00	\$ 12.950.072,15	\$ 14.885.797,92	\$ 29.590.280,07

TABLA 4.2 Total de ingresos para medición inteligente durante 15 años

Fuente: Alejandro David Aldas

Donde:

CAL: Costo anual por lectura de cada medidor

CACR: Costos anuales por cortes y reconexiones

CAPC: Costo anual por pérdidas comerciales

Los valores finales de la Tabla 4.3 representarían ingresos económicos para los años futuros ya que esos gastos se verían eliminados con los medidores inteligentes. Ahora bien, la Tabla 4.4 representa el flujo de efectivo que se determina mediante la resta de los ingresos menos los egresos en el periodo establecido de 15 años.

FLUJO EFECTIVO PRODUCTO DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE

PERIODO	TOTAL DE INGRESOS	TOTAL DE EGRESOS	FLUJO DE EFECTIVO
0		\$ 178.444.856	\$ 178.444.856
1	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
2	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
3	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
4	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
5	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
6	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
7	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
8	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
9	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
10	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
11	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
12	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
13	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
14	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27
15	\$ 29.590.280,07	\$ 20.090.500,80	\$ 9.499.779,27

TABLA 4.3 Flujo de efectivo durante los 15 años

Fuente: Alejandro David Aldas

Se considera para la evaluación financiera 15 periodos que equivalen a 15 años en los cuales se calculan los ingresos y egresos anuales, los mismos que permitirán evaluar los indicadores financieros de un proyecto de inversión que son el VAN, el TIR, el beneficio-coste y el payback que es el plazo en el que se cubrirá la inversión inicial.

Al ser este un proyecto de inversión los ingresos anuales futuros deben ser penalizados con un 6% que representa el interés que un banco puede pagar por la inversión del dinero y un 4% por la depreciación del dinero, las tasas de depreciación son determinadas por el Banco Central del Ecuador. Si sumamos las penalidades la tasa de actualización debe ser del 10%. La fórmula utilizada para actualizar los valores futuros y traerlos al presente es la siguiente.

(5)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (5)$$

Donde,

Vt: Representa los flujos de caja en cada periodo t.

I₀: Es el valor del desembolso inicial de la inversión

n: Es el número de periodos considerado

k: Es el tipo de interés

Con esta fórmula se puede calcular los ingresos y egresos anuales futuros representados en el presente Tabla 4.4

VALORES AL PRESENTE		
PERIODO	VAN INGRESOS	VAN DE EGRESOS
0		\$ 178.444,856
1	\$ 2.689.756,46	\$ 605.091,36
2	\$ 2.445.257,60	\$ 550.088,55
3	\$ 2.222.983,68	\$ 500.085,50
4	\$ 2.020.914,46	\$ 454.627,73
5	\$ 1.837.213,34	\$ 413.302,07
6	\$ 1.670.210,65	\$ 375.732,91
7	\$ 1.518.388,50	\$ 341.578,79
8	\$ 1.380.366,98	\$ 310.529,28
9	\$ 1.254.891,63	\$ 282.302,17
10	\$ 1.140.821,98	\$ 256.640,90
11	\$ 1.037.121,26	\$ 233.312,24
12	\$ 942.846,94	\$ 212.104,16
13	\$ 857.142,15	\$ 192.823,89
14	\$ 779.227,93	\$ 175.296,20
15	\$ 708.396,11	\$ 159.361,78

TABLA 4.4 Valores de ingresos y egresos traídos al presente

Fuente: Alejandro David Aldas

Para que el proyecto de inversión en los medidores inteligentes sea viable se tiene que analizar los indicadores financieros; si el VAN es mayor que cero, la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida por lo tanto el proyecto puede aceptarse. Por el contrario, si el VAN es menor que cero, la inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida, por ende el proyecto debería rechazarse.

TOMA DE DECISIONES		
SIGNIFICADO	VALOR	DECISION A TOMAR
VAN	\$ 549.034,33	EL PROYECTO PUEDE ACEPTARSE
TIR	10%	EL PROYECTO PUEDE ACEPTARSE
COSTO BENEFICIO	4.45	EL PROYECTO PUEDE ACEPTARSE

TABLA 4.5 Indicadores para la toma de decisiones

Fuente: Alejandro David Aldas

4.2 Determinación de protocolos de comunicación de mayor rentabilidad

En nuestro país existen actualmente tres operadoras telefónicas que tienen implementadas cada una de ellas sendas infraestructuras de comunicaciones vía RFID, GPRS, GPS, 3G, LTE; las mismas que pueden ser fácilmente adaptables y útiles a la hora de pensar en una red de medición inteligente. La tarea a llevar a cabo sería el poder formar convenios o estrategia de negocios con dichas empresas telefónicas por parte de las empresas distribuidoras de energía a fin de poder arrendar, subutilizar o disponer de estas infraestructuras ya implementadas. Por ende este protocolo de comunicación es el más rentable si se habla de la implementación de un sistema de medición inteligente.

Para realizar medición inteligente utilizando RFID es necesario una inversión en concentradores previo a un estudio de las zonas de cobertura, los concentradores adquieren la información de los medidores de la misma marca. Al utilizar radio frecuencia es necesario invertir en elementos de transmisión y recepción conocidos como transceptores, así como también infraestructura como torres en las que se colocaran los concentradores. Los sistemas

de radiofrecuencia se componen de una etiqueta RFID, la misma que identifica los datos del medidor con el abonado, el lector es capaz de adquirir información así como de escribir datos en un sistema de procesamiento.

La mejor opción para la medición eléctrica inteligente en Ecuador es por medio de los servicios móviles, los mismos que prestan servicio en el país desde 1993 en la banda de 850 MHz, en un inicio se denominaban servicios de “Telefonía Móvil Celular” y posteriormente se denominaron “Servicio Móvil Avanzado”, (bandas 850 MHz, 1900 MHz, 700 MHz, AWS (1700/2100 MHz) y 2,5 GHz), que incluye no solo la prestación de telefonía móvil celular, sino servicios como transmisión de datos e internet móvil.

El Servicio Móvil Avanzado es el servicio de telecomunicaciones que mayor expansión ha experimentado en el Ecuador. Desde el año 2000 hasta el año 2011, el servicio de telefonía móvil celular, que luego se transformó en servicio móvil avanzado, experimentó un crecimiento del 3805%. Entre 2011 y 2014 el crecimiento fue tal que existen más cantidad de líneas activas que habitantes en el territorio ecuatoriano.

La Superintendencia de Telecomunicaciones reporta en su página web, con periodicidad mensual, la cantidad existente de abonados/clientes-usuarios (valor determinado a partir de las Líneas Activas), donde se evidencia un constante crecimiento en la penetración del servicio, en corto y mediano plazo, no se visualiza una disminución de la tendencia.[40]

La tecnología CDMA, con sus versiones CDMA 2000 de segunda generación y EVDO de tercera generación, que son utilizadas por dos de las tres operadoras existentes en el país, son cada vez menos usadas por los usuarios y se espera que en los próximos años desaparezca; en contraposición, la tecnología GSM, con toda su cadena de evolución GSM/GPRS/EDGE, dominante en el país, es la que disponen las tres operadoras del Servicio Móvil Avanzado y sigue en fase de crecimiento, mientras que la tecnología UMTS se encuentra en una fase de estabilidad de crecimiento en su red, desde diciembre del 2008. Mientras que, desde febrero del 2014, la tecnología LTE hizo su ingreso en el Ecuador.

El Servicio Móvil Avanzado (telefonía móvil) es el principal servicio de telecomunicaciones que utilizan los ecuatorianos, con las tecnologías GSM, UMTS y LTE de tal forma que es imprescindible intensificar el control para que el estado garantice la prestación del servicio, tal como lo establece el marco legal vigente.

4.3 Estudio de factibilidad y proyección futura

En el Ecuador existe alrededor de 3'360.000 abonados a los servicios de energía eléctrica según datos proporcionado por Conelec. Cada abonado cuenta con un medidor de electricidad, teniendo en cuenta que las redes eléctricas inteligentes necesitan medición inteligente el cambio de los medidores actuales a medidores inteligentes resulta en un costo muy alto ya que los medidores inteligentes oscilan entre \$200 y \$600 (datos promedios según especificaciones y costos de 3 diferentes tipos de fabricantes). Al utilizar hardware y software libre los costos por medidor se reducen a de alrededor de los \$60, que son los costos del módulo Arduino Mega 2560 con un valor desde \$18 más el shield GSM 900 con un valor desde \$30 y componentes electrónicos con un valor aproximado de \$10. Todos estos dispositivos disponibles actualmente en el mercado y que permite que se pueda dar la interoperabilidad entre medidores de diferentes marcas.

Al utilizar software y hardware no propietarios se reduce costos de licenciamiento y permite agregar, quitar y modificar las funciones en base de las necesidades de usuarios, empresas de comercialización y distribución.

Con respecto al tráfico de datos que se atribuye a la medición inteligente para determinar la factibilidad de implementación con redes celulares se ha tomado como referencia una simulación del comportamiento de la red celular, ya que resulta difícil determinar el impacto real, es por esta razón que se efectuó una investigación que estudio el tráfico realizado para 500 medidores con transmisión desde el medidor hacia el software de monitoreo y control. Como resultado la intensidad de tráfico máxima es de 1,12 Erlangs, la media de intensidad de tráfico es de 0,697 Erlangs y el mínimo es de 0,262 Erlangs con intervalos de datos de 15 minutos entre las mediciones.

4.4 Plan de negocio e ingeniería de proyectos

El plan de negocios permite que el potencial cliente evalúe todas las variables de mercado que faciliten un análisis integral antes de emprender un negocio, entre estas variables tenemos a los inversionistas, los bancos, los proveedores, los clientes, etc. Para emprender un negocio exitoso hay que tener un buen plan de negocios, muchas ideas de negocio pueden ser geniales, pero si no tienen claro el cómo hacerlas una realidad, éstas pueden resultar obsoletas. El conocimiento específico de las necesidades del cliente potencial, determinará las pautas sobre las cuales el empresario realizará su inversión tanto en talento, recursos y tiempo para que esta sea exitosa. Debido a ello la necesidad de que los pequeños y microempresarios cuenten con un plan básico y un proyecto de inversión.[41]

Para poder llegar a elaborar un plan de negocios aplicable al cambio de medidores inteligentes se elaborará una breve simulación de una posible empresa; se describirán siete pasos que permiten obtener un plan de negocios.

Descripción del Negocio

Aquí se debe exponer la información básica de la empresa, la misión y la visión, que es lo que ofrece como servicios, para nuestro caso la venta e instalación de medidores inteligentes, y que necesidades del mercado espera satisfacer, soporte técnico cobertura, entrega inmediata, capacitación, etc. pero sobre todo, porque la empresa es la más idónea para cumplir el fin trazado.

Nichos de Mercados Deseados

Conocer a detalle el área geográfica existente para la posible cobertura del servicio a ofertar, las tendencias de mercado, los aspectos sociales, estilos de vida, la organización del negocio y demás características necesarias para tratar a los consumidores o empresas que probablemente compren o utilicen los productos y servicios a ofertar.

Costo de Producción y Desarrollo

Tema fundamental ya que aquí se establece el presupuesto con el que debe contar la empresa a constituirse, aquí se deberá los costos de diseño de prototipos y su producción, mano de obra, considerar retrasos en pagos y entrega de equipos que puedan generar riesgo para la empresa, dificultades para cumplir con los estándares, errores, etc.

Ventas y Marketing

Aquí se describe toda la estrategia así como las técnicas a emplearse para lograr que los clientes compren sus productos, disponer de una sólida sección de comercialización y ventas puede servir como hoja de ruta y también se puede asegurar a los posibles inversionistas que se dispone de un plan viable y los recursos necesarios para promover y vender los productos y servicios.

Fortalezas Gerenciales

Un buen equipo administrativo encabezado por la parte gerencial es capaz de tomar decisiones acertadas, la dirección de la empresa debe mostrar claramente que el equipo que se formó o se llegará a formar, es un equipo ganador.

CONCLUSIONES

No existe una definición universal del término “medidor inteligente” o smart meter, sin embargo típicamente se refiere a un medidor de estado sólido, pero que además de registrar mediciones horarias, presenta funcionalidades adicionales que son de utilidad tanto para la empresa distribuidora como para los usuarios. Son capaces de comunicarse prácticamente en tiempo real con la empresa suministradora, modificar parámetros en forma remota, detectar fallas, monitorear calidad de servicio, habilitar herramientas de respuesta de demanda, generación distribuida, entre otras.

Los medidores avanzados, junto con toda la red de comunicaciones y manejo de datos requerido, engloban un concepto conocido como AMI (Advanced Metering Infrastructure). Este tipo de medidores nace ante la necesidad de entregar señales a los clientes que les permitan modificar sus patrones de consumo, con el fin de optimizar el uso de los recursos, tanto en generación a nivel de costos y emisiones, y en las redes, minimizando las inversiones para abastecer las puntas de demanda del sistema mediante el aplanamiento de la curva de carga.

Los medidores no requieren ser leídos manualmente, los clientes pueden ser conectados y reconectados en forma remota, se puede limitar la potencia de suministro en forma remota, se puede detectar robo de energía, permite la optimización de redes y disminución de pérdidas técnicas, los consumidores disponen de mayor información sobre su consumo, los consumidores pueden responder ante estímulos de precio u otros incentivos, permiten la incorporación de micro generación o generación distribuida.

En lo que se refiere a protocolos de comunicaciones, continúan predominando los protocolos propietarios sobre los estandarizados, debido a su orientación a la explotación de datos y capacidades de los medidores. De hecho, las compañías de electricidad continúan usando diversos medios y tecnologías para adquirir información de los medidores de los consumidores. El medio de comunicación utilizado para obtener la información de medición es dictado no únicamente por el costo, sino por la aplicación que la compañía hace de la

información. Si ésta es utilizada únicamente para propósitos de facturación, el radio móvil es suficiente.

El manejo de energía de los grandes consumidores requiere de lecturas más frecuentes; esto requiere de otra tecnología de adquisición de datos. La combinación de más de un medio es común. El IEEE ha creado varios estándares dentro de la familia de 802.x que se han adoptado para las comunicaciones de datos inalámbricas, es muy común ver en oficinas y casas la implementación de redes de área local inalámbricas (WLAN) basadas en el estándar IEEE 802.11.

La utilización de teléfonos celulares para transmisión de datos prueba que las redes inalámbricas son aplicables a un costo relativamente bajo. ZigBee es un estándar que define un conjunto de protocolos para el armado de redes inalámbricas de corta distancia y baja velocidad de datos. Opera en las bandas de 868 MHz, 915 MHz y 2.4 GHz y puede transferir datos hasta 250Kbps. Este estándar fue desarrollado por la Alianza ZigBee, que tiene a cientos de compañías desde fabricantes de semiconductores y desarrolladores de software a constructores de equipos OEM's e instaladores.

La idea de usar una conexión inalámbrica para controlar sensores y adquirir datos tiene muchos años. Existen numerosas soluciones propietarias usadas en domótica pero el gran inconveniente que tienen es la incompatibilidad entre sensores, controles y equipos de procesamiento de datos que obliga a hacer pasarelas (gateways) para interconectar dispositivos de diferentes marcas.

Un concentrador es el centro de comunicación diseñado para apoyar el despliegue de medidores inteligentes y la primera en abordar las cuestiones de interoperabilidad multi-proveedor y multi-dispositivo de la base. Algunos concentradores de comunicaciones ofrecen tanto para, GPRS, WAN, ZigBee Smart Energy Profile 1.1 y HAN una conectividad en un solo paquete integrado. Existen, concentradores que soportan el protocolo dual emergente de DLMS sobre Zigbee, asegurando que la interoperabilidad con una multitud de dispositivos habilitados Zigbee sea fácil de lograr. El concentrador permite que varios minoristas y

proveedores de energía puedan ofrecer sus servicios inteligentes en los hogares, ofreciendo transparencia para el consumidor en el precio de la energía y el uso, lo que les permite tomar decisiones más inteligentes sobre su consumo de energía. También permite que varios dispositivos que contribuyen al uso de energía en el hogar puedan ser controlados, mientras que también ofrece a los minoristas la oportunidad de proveer beneficios de valor agregado que aumentan la satisfacción del cliente.

Los concentradores ofrecen las siguientes ventajas: Actúa como un puente de comunicación, en apoyo a las conexiones HAN WAN y Smart Metering, conexiones entre medidores eléctricos, medidores de gas, pantallas en el hogar y otros dispositivos inteligentes de energía, seguridad total en la elección del proveedor y la interoperabilidad. El concentrador recopila datos de medición procedentes de múltiples dispositivos y los informes de los datos históricos sobre el consumo de energía y datos relevantes al mismo, durante los períodos de menor actividad.

Los concentradores con conectividad WAN lo realizan con el apoyo de una radio GPRS cuatribanda. El concentrador utiliza protocolos IP estándar para las comunicaciones desde y hacia el Software de cabecera y, además, mensajes de SMS se utiliza para permitir peticiones de la empresa distribuidora y el concentrador. El proveedor de servicios de información primaria y red de itinerancia son configurables, permitiendo comunicaciones dondequiera que exista servicio disponible, el servicio GPRS, poseen una antena WAN interna, pero cuando es necesario un conector SMA sirve de apoyo con una antena externa opcional para instalaciones en áreas de cobertura celular pobres.

Las normas ANSI (American National Standards Institute) supervisan el desarrollo de productos, servicios y procedimientos. Estas normas son propuestas de forma voluntaria y consensual. Las normas que son reguladas en el ANSI garantizan que las características y las prestaciones de los protocolos sean coherentes, que todos los fabricantes utilicen los mismos términos y definiciones y que los productos se ensayen de la misma forma en cualquier lugar.

RECOMENDACIONES

La interoperabilidad de los medidores inteligentes de diferentes marcas se la puede realizar con la ayuda de dispositivos que permiten decodificar la información emitida por cada medidor y codificarla en un solo lenguaje de comunicación, sin embargo, se hace preciso un estudio más detallado del tema ya que la tecnología está en constante evolución y día a día aparecen nuevas oportunidades de innovación en este campo.

Las alternativas de utilización de la tecnología celular para la implementación de una AMI es indiscutiblemente el medio más viable en nuestro mercado para llevar a cabo la medición inteligente, por ello es preciso tener un acercamiento con cada una de las empresas de telefonía que operan actualmente en el país a fin de poder obtener la mejor alternativa de negocio que favorezcan tanto a las empresas distribuidoras, los usuarios del servicio eléctrico y las mismas empresas telefónicas.

Actualmente la inversión económica para efectuar el cambio de medidores debe ser bien analizada ya que todos los componentes adicionales para que ellos operen de la manera que se espera, pueden encarecer considerablemente el proyecto de medición inteligente, es preciso desarrollar bien una estrategia de negocios con los fabricantes o en su defecto considerar invertir en empresas públicas o privadas de nuestro país capaces de efectuar una producción nacional de estos componentes que abaraten los costos y hagan el proyecto lo más sustentable posible.

Un análisis pormenorizado del verdadero costo beneficio de la medición inteligente, determinará realmente la necesidad de efectuar la inversión, tomando en consideración todos los agentes involucrados en este tema, como lo son: la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas por parte de las empresas distribuidoras, los sectores donde se va a efectuar esta inversión ya sean las zonas urbanas, rurales o marginales. Este particular es de fundamental consideración ya que se puede dar el caso de que en ciertas zonas sea realmente rentable esta inversión y en otras resulte un costo de inversión muy alto que no represente un beneficio a futuro ya sea por aspectos geográficos, técnicos, políticos, sociales y el mismo económico, etc.

El tema de las Smart Grid está en pleno desarrollo, aunque ya se han llevado a cabo algunos acercamientos en nuestro país a este respecto; y pese a que hoy por hoy existe gran cantidad de información que permita ampliar el conocimiento del tema, se debe tomar en consideración el aspecto cultural y social de nuestro país. Estrategias adecuadas de marketing, publicidad e información a este respecto, pueden ser de considerable ayuda al instante de introducir en el pensamiento de la sociedad, de la flexibilidad, agilidad y optimización de los recursos que se pueden dar con la introducción de la medición inteligente y las nuevas tecnologías de comunicación.

REFERENCIAS

- [1] J. Momoh, *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*, 1st ed. Wiley-IEEE Press, 2012.
- [2] L. T. Berger and K. Iniewski, *Smart grid: applications, communications, and security*. Hoboken, N.J.: Wiley, 2012.
- [3] G. N. Sorebo and M. C. Echols, *Smart Grid Security: An End-to-End View of Security in the New Electrical Grid*, 1st ed. CRC Press, 2011.
- [4] Q. Wells, *Smart grid home*. Clifton Park, NY: Delmar, Cengage Learning, 2013.
- [5] W. H. Zhang and T. Gao, “A min–max method with adaptive weightings for uniformly spaced Pareto optimum points,” *Comput. Struct.*, vol. 84, no. 28, pp. 1760–1769, 2006.
- [6] “PAP02Wireless < SmartGrid < TWiki.” [Online]. Available: <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/PAP02Wireless>.
- [7] “PAP02objective2 < SmartGrid < TWiki.” [Online]. Available: <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/PAP02objective2>.
- [8] “IEEE Xplore - Draft Amendment to IEEE Standard for Information technology- Telecommunications and information excha...” [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4040999&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2FielD%2F4040997%2F4040998%2F04040999>.
- [9] “Content / Federal Information Processing Standards (FIPS) / NIST FIPS 197 - Advanced Encryption Standard (AES) - NIST IT Security.” [Online]. Available: http://www.nist.gov/nist_plugins/content/content.php?content.39.
- [10] “ZigBee Alliance > Home.” [Online]. Available: <http://www.zigbee.org/>.
- [11] “IEEE Xplore - Performance study of low-power MAC protocols for Wireless Body Area Networks.” [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=5670417&sortType%3Dasc_p_Sequence%26filter%3DAND%28p_IS_Number%3A5670350%29.
- [12] D. Von Dollen, “Report to NIST on the smart grid interoperability standards roadmap,” *Electr. Power Res. Inst. Natl. Inst. Stand. Technol.*, 2009.
- [13] M. A. X. Arturo and C. Navarro, “Regulación y supervisión del sector eléctrico +,” 1980.
- [14] J. Oleas and P. Cardoso, “El Fin del Modelo Eléctrico,” *Rev. Gestión Econ. y Soc. Quito, Ecuador*, vol. 137, 2005.

- [15] R. En, L. O. S. S. D. E. Distribución, M. De Electricidad, E. Pública, C. N. De Electricidad, C. Ep, P. Nacional, D. R. De Pérdidas, I. D. E. Pérdidas, and D. E. E. En, “CON CORTE A JUNIO DE 2013 Elaborado por : Dirección de Estudios Eléctricos y Energéticos CONELEC Fecha de elaboración : 12 de agosto de 2013 El Consejo Nacional de Electricidad , CONELEC , con la finalidad de estructurar las Con estos antecedentes , la Di,” vol. 2012, no. 40, pp. 1–5, 2013.
- [16] O. C. Patricio, E. P. Oscar, and M. A. Juan, “ESTUDIO DE ANTENAS INTELIGENTES Y PRINCIPALES APLICACIONES EN LOS SISTEMAS DE TELEFONÍA MÓVIL,” vol. 19, 2005.
- [17] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke, “Smart grid technologies: communication technologies and standards,” *Ind. informatics, IEEE Trans.*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, 2011.
- [18] F. J. Simo Reigadas, “Modelado y optimización de IEEE 802.11 para su aplicación en el despliegue de redes extensas en zonas rurales aisladas de países en desarrollo,” p. 238, 2007.
- [19] S. Naranjo, A. Lucía, M. Barriga, H. Vladimir, H. Raúl, and E. Nicolai, “Estudio , diseño y simulación de una red LTE (Long Term Evolution) para telefonía móvil en los valles de Tumbaco y Los Chillos utilizando software predictivo.”
- [20] “USO DE LA BANDA 450 MHz CON LA TECNOLOGÍA DE ACCESO MÚLTIPLE POR UNIVERSAL,” 2009.
- [21] *Securing the smart grid next generation power grid security*. Amsterdam; Boston: Syngress, 2011.
- [22] G. Omahen, A. Souvent, and B. Luskovec, “Advanced metering infrastructure for Slovenia,” 2009, pp. 1–4.
- [23] O. Industrial, “SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED,” pp. 1–82, 2011.
- [24] E. Inga and J. Rodríguez, “Estrategias de Negocio Para Medición Inteligente Acoplando Energías Renovables,” pp. 1–10.
- [25] E. M. I. Ortega, “Redes de Comunicación en Smart Grid.”
- [26] L. Terry, R. D. Tucker, and A. Moise, “SmartGrid / AEIC AMI Interoperability Standard Guidelines for Communications and Supporting Enterprise Devices , Networks and Related Accessories,” 2012.
- [27] M. V. Coronel Gutiérrez, “Estudio para la implementación del sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa eléctrica regional centro sur CA,” 2011.
- [28] R. Mean, “Medidor multifunción,” 1996.
- [29] EEI - Edison Electric Institute., “A Discussion of Smart Meters And RF Exposure Issues,” no. March, 2011.

- [30] W. S. W. Sun, X. Y. X. Yuan, J. W. J. Wang, D. H. D. Han, and C. Z. C. Zhang, "Quality of Service Networking for Smart Grid Distribution Monitoring," *Smart Grid Commun. (SmartGridComm)*, 2010 *First IEEE Int. Conf.*, pp. 373–378, 2010.
- [31] "“ Estrategia de modernización de los sistemas de medición bajo una red de datos en clientes de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S . A . , localizados en el recorrido del circuito Jaboncillos ,” 2013.
- [32] H. Khurana, M. Hadley, and D. a. Frincke, "Smart-grid security issues," *IEEE Secur. Priv. Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 81–85, 2010.
- [33] A. Lee and T. Brewer, "Smart grid cyber security strategy and requirements," *Draft Interag. Rep. NISTIR*, vol. 7628, no. September, 2009.
- [34] L. Para and D. El, "FORMATO LITERAL g) ART . 7 LOTAIP," p. 23964700, 2014.
- [35] C. D. E. L. Producto, C. Del, and S. Comercial, "Calidad del Servicio Técnico e j o," vol. 1, no. 1, 2014.
- [36] "eeq-en-cifras @ www.eeq.com.ec." .
- [37] S. Si, E. L. Objetivo, and R. A. L. Plan, "Metas y objetivos de las unidades administrativas de conformidad con los programas operativos de la Empresa Eléctrica Quito Metas y objetivos de las unidades administrativas de conformidad con los programas operativos de la Empresa Eléctrica Quito," pp. 1–14.
- [38] "catalogo-de-productos-sa @ www.elstersolutions.com." .
- [39] "viewprod @ store.gedigitalenergy.com." .
- [40] R. Institucional, "Ofrecemos calidad y moderna tecnología," 2014.
- [41] P. Piso, "Elaborado por: Departamento Regional de Asesoría al Empresario de Crédito de Primer Piso."