



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES**

**TEMA: ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INFRAESTRUCTURA DE
MEDICIÓN AVANZADA AMI PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA
QUITO.**

AUTOR: GALARZA HERRERA, DIANA ISABEL

DIRECTOR: ING. VEGA, CHRISTIAN

SANGOLQUÍ

2017



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, “**ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA AMI PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**” realizado por la señorita **DIANA ISABEL GALARZA HERRERA**, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar a la señorita **DIANA ISABEL GALARZA HERRERA** para que lo sustente públicamente.

Sangolquí, 21 de febrero 2017

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'C. Vega', is written over a light blue rectangular background.

ING. VEGA, CHRISTIAN

DIRECTOR



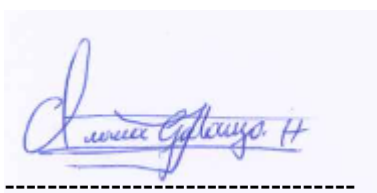
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Yo, **DIANA ISABEL GALARZA HERRERA**, con cédula de identidad N° 1721833455, declaro que este trabajo de titulación “**ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA AMI PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**” ha sido desarrollado considerando métodos de investigación existentes, ha si como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas.

Consecuentemente declaro que este trabajo es de mi autoría, en virtud de ello me declaro responsable del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Sangolquí, 21 de febrero 2017



DIANA ISABEL GALARZA HERRERA
C.C: 1721833455

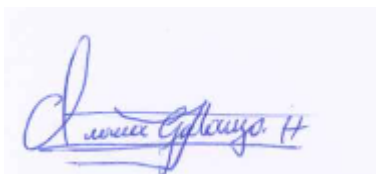


DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES

AUTORIZACIÓN

Yo, **DIANA ISABEL GALARZA HERRERA**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar en la Biblioteca Virtual de la institución el presente trabajo de titulación **“ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA AMI PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi autoría y responsabilidad.

Sangolquí, 21 de febrero 2017



DIANA ISABEL GALARZA HERRERA
C.C: 1721833455

DEDICATORIA

Dedico el trabajo a mi madre por apoyarme incondicionalmente en todos los aspectos de mi vida y a mi padre por bendecirme desde el cielo.

AGRADECIMIENTO

Quiero empezar agradeciendo a mi madre por todo el esfuerzo invertido para que yo pueda estudiar esta carrera y para que nunca me falte nada. Gracias por todo lo que me has dado. Sé que todo tu esfuerzo rendirá frutos. A mi amigo Cristian y a mi hermana Alejandra que compartieron su tiempo de la universidad conmigo y por la ayuda que me brindaron a lo largo de la carrera. También al Ing. Christian Vega por las enseñanzas transmitidas y por orientarme en la consecución de este trabajo. Sin el apoyo de todos ustedes no lo hubiera logrado. Sinceramente gracias.

INDICE

CERTIFICACIÓN.....	ii
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
INDICE.....	vii
INDICE DE TABLAS	x
INDICE DE FIGURAS.....	xi
RESUMEN	xiii
ABSTRACT.....	xiv
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación e Importancia del Proyecto.....	2
1.3 Alcance del proyecto.....	2
1.4 Objetivos.....	3
1.4.1 Generales.....	3
1.4.2 Específicos	3
FUNDAMENTO TEÓRICO	5
2.1 Smart Grids	5
2.1.1 Características de Smart Grids	6
2.2 Definición de AMI.....	7
2.2.1 Arquitectura	7
2.3 Componentes de AMI	9
2.3.1 Medidores Inteligentes.	9
2.3.2 Sistema de recolección de datos.....	12
2.3.3 Sistema Head End.....	12
2.3.4 Sistema de gestión de datos de medidas MDM	13
2.4 Redes de comunicaciones.....	14

2.4.1 Alternativas tecnológicas para HAN	14
2.4.2 Alternativas tecnológicas para FAN-NAN.....	18
2.4.3 Alternativas tecnológicas para WAN	21
2.5 Beneficios de la implementación de AMI	23
2.5.1 Beneficios tecnológicos.	24
2.5.2 Beneficios en la sociedad.....	24
2.5.3 Beneficios Comerciales.....	25
2.6 Experiencias internacionales de la implementación de AMI	25
2.7 Principales proveedores AMI	31
SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	33
3.1 Información general de la EEQ.....	33
3.2 Situación Actual de la Red de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito.	36
3.3 Situación Actual red de comunicaciones de la Empresa Eléctrica Quito	39
3.4 Sistemas Empresariales de la EEQ.....	42
3.4.1 Bus de Servicios Empresariales.....	44
3.4.2 Sistema Comercial CIS-CRM.....	45
3.4.3 GIS.....	45
3.4.4 DMS	45
3.4.5 OMS	46
3.4.6 SCADA.....	46
3.4.7 CYMDIST	47
DISEÑO DE AMI PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	48
4.1 Diseño de la red de comunicaciones.....	48
4.1.1 Análisis de requerimientos de FAN-NAN y elección de la mejor alternativa de comunicación.....	48
4.1.2 Diseño de FAN-NAN	53
4.1.3 Simulación mediante la herramienta Network Simulator NS2	55
4.1.4 Análisis de resultados.....	60
4.1.5 Análisis de requerimientos de WAN y elección de la mejor alternativa de comunicación.....	65

4.2 Interoperabilidad de AMI con Sistemas y Subsistemas de la Empresa Eléctrica Quito	68
4.2.1 Casos de uso Basados en la Norma IEC61968-9	69
4.3 Diseño de Seguridad y Ciberseguridad para AMI.....	76
4.3.1 Seguridad para MDM y otros componentes AMI.....	77
4.3.2 Seguridad para medidores inteligentes	78
4.3.3 Tipos de seguridad para el despliegue de AMI	79
ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA.....	82
5.1 Inversión inicial del proyecto.....	83
5.2 Cálculo del flujo de Efectivo.....	86
5.2.1 Análisis de ingresos.....	87
5.2.2 Análisis de egresos	91
5.3 Análisis de la rentabilidad del proyecto.....	92
5.3.1 Valor Actual Neto (VAN).....	93
5.3.2 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	94
5.3.3 Análisis de VAN y TIR	94
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
6.1 Conclusiones	96
6.2 Recomendaciones.....	98
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100

INDICE DE TABLAS

Tabla 1	Tabla comparativa entre diferentes soluciones HAN	18
Tabla 2	Perfiles de WiMAX	22
Tabla 3	Análisis de ahorro energético en pruebas piloto	27
Tabla 4	Resultado de operaciones de AMI para 15 proyectos SSIG	28
Tabla 5	Cantidad de clientes EEQ 2016	35
Tabla 6	Consumo mensual promedio clientes EEQ.....	35
Tabla 7	Tipos de transformadores de transformación EEQ.....	38
Tabla 8	Características y requerimientos para FAN.....	49
Tabla 9	Requisitos para sistemas inalámbricos y cableados para FAN.....	50
Tabla 10	Tipos de entorno para la implementación de AMI.....	51
Tabla 11	Características y requerimientos para WAN	66
Tabla 12	Requisitos para sistemas inalámbricos	67
Tabla 13	Tipo de seguridad para ciertos procesos de AMI.....	77
Tabla 14	Tipo de seguridad para el despliegue de AMI.....	81
Tabla 15	Cantidad de clientes EEQ por año.....	82
Tabla 16	Costo total de los medidores inteligentes.....	84
Tabla 17	Costo total de los medidores inteligentes a instalarse	84
Tabla 18	Costo total de los sistemas Hed end y MDM	85
Tabla 19	Costo de mano de obra para instalación de medidores nuevos ...	85
Tabla 20	Costo total de mano de obra.....	86
Tabla 21	Cálculo de la inversión inicial del Proyecto	86
Tabla 22	Consumo mensual promedio de clientes EEQ.....	87
Tabla 23	Ahorro en toma de lectura por año	88
Tabla 24	Ahorro en revisión de medidores clientes especiales	88
Tabla 25	Costo de corte y reconexión de servicio	89
Tabla 26	Cálculo de ahorro por corte y reconexión	90
Tabla 27	Ahorro en costo de energía perdida durante corte y reconexión...	90
Tabla 28	Cálculo del flujo de efectivo	92

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Arquitectura de AMI	8
Figura 2 Medidor Inteligente	11
Figura 3 Throughput máximo vs distancia para MIMO	15
Figura 4 Esquema de conexiones ZigBee	17
Figura 5 Arquitectura RFmesh	20
Figura 6 Despliegue de tecnologías Smart Grid en el mundo	26
Figura 7 Ahorro operativos con Smart Grids en EEUU	28
Figura 8 Despliegue de AMI en la Unión Europea	30
Figura 9 Tecnologías utilizadas en redes de comunicación para AMI en el mundo	31
Figura 10 Área de concesión de la EEQ	34
Figura 11 Ubicación geográfica de las subestaciones de la EEQ	37
Figura 12 Enlaces de la red de comunicaciones de la EEQ	41
Figura 13 Esquema de los Sistemas Empresariales en los Centros de Datos Nacionales	43
Figura 14 Arquitectura del ESB	44
Figura 15 Topología RFmesh	54
Figura 16 Topología de una RF mesh Zigbee en la interfaz gráfica del Network Simulator 2	56
Figura 17 Resultados de throughput	62
Figura 18 Resultados de retardo	63
Figura 19 Resultados de Packet delivery ratio	64
Figura 20 Interoperabilidad según la IEC61968-9	69
Figura 21 Intercambio de mensajes de solicitud / respuesta de detección de apagones	70
Figura 22 Intercambio de eventos del estado del medidor	71
Figura 23 Intercambio de eventos de la calidad de la energía	72
Figura 24 Intercambio de mensajes en la lectura manual de medidores	73
Figura 25 Intercambio de mensajes para la lectura de medidores bajo demanda	74

Figura 26 Intercambio de mensajes para corte y reconexión del medidor... 75

RESUMEN

La Infraestructura de Medición Avanzada AMI es la base de las Smart Grids es por esta razón, la Empresa Eléctrica Quito al ser la empresa distribuidora de energía eléctrica más grande del Ecuador debe ser pionera en la implementación de AMI en el país, debido a las necesidades de optimizar la distribución eléctrica por los nuevos proyectos que próximamente entrarán en funcionamiento en el país. El presente proyecto de investigación describe el diseño de una Infraestructura de Medición Avanzada para que pueda ser implementada en la Empresa Eléctrica Quito en base a un estudio de la situación actual en la que se encuentran las redes de distribución y redes de comunicaciones. También se estudia la interoperabilidad de AMI con los sistemas automáticos que tiene actualmente la Empresa Eléctrica Quito. Para realizar el diseño se empieza con un estudio de la arquitectura y todos los componentes que integran AMI. También se analizan las principales tecnologías utilizadas en las redes FAN-NAN y WAN, los requerimientos de AMI de cada una de estas redes, y en base a ese estudio se elige la mejor alternativa de comunicaciones. Una vez elaborado el diseño se realiza el análisis económico para determinar la factibilidad de la implementación en la Empresa Eléctrica Quito en base al cálculo del VAN y el TIR.

PALABRAS CLAVE:

- **REDES INTELIGENTE**
- **INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZA**
- **REDES DE MEDICION INTELIGENTE**
- **REDES DE COMUNICACIONES**
- **EMPRESA ELECTRICA QUITO**

ABSTRACT

The Advanced Metering Infrastructure AMI is the basis for the future Smart Grids, and for this reason, the Empresa Electrica Quito must be the pioneer in the deployment of AMI in order to optimize the electrical distribution due the new electrical projects that will be implemented in Ecuador in the next years. This work describes the design of an Advanced Metering Infrastructure that can be deployed in the Empresa Electrica Quito based on a study of the current situation of its distribution and communication networks. Also the interoperability that AMI must have with the current EEQ Automatic Systems. The main technologies used in Field Area Network and Wide Area Network are also analyzed and based on this study it will be selected the best communication alternative. Once the design is developed, an economic analysis is performed in order to determine the financial feasibility based on the Net Present Value and Internal Rate of Return.

KEY WORDS:

- **SMART GRIDS**
- **ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE**
- **SMART METERING NETWORKS**
- **COMMUNICATION NETWORKS**
- **EMPRESA ELECTRICA QUITO**

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El sector Eléctrico es un área estratégica del país, por lo que el Gobierno del Ecuador ha impulsado el plan de cambio de la matriz energética y su principal objetivo es disminuir la dependencia de combustibles fósiles e incentivar el uso de la Energía Eléctrica. La tecnología Smart Grid hará realidad este propósito ya que mejora la eficiencia de las redes de transmisión y distribución de electricidad, de esta forma la red podrá solventar el amplio incremento de la demanda.

La mayor parte de Empresas Eléctricas de Distribución actualmente no cuenta con Sistemas de Medición Inteligentes en transformadores de distribución, esto implica que no se pueda tomar decisiones técnicas y administrativas frente a posibles sobrecargas de los transformadores por el incremento de la demanda, y esto ocasiona cortes de energía eléctrica.

Actualmente el país no cuenta con sistemas automáticos para realizar gestión de pérdidas comerciales y balances de energía. Al contrario, se cuenta con sistemas de medición desactualizados, compuesto por medidores electromecánicos y la obtención de datos es en forma manual lo cual involucra desplazamiento al sitio de la instalación y no garantiza precisión.

1.2 Justificación e Importancia del Proyecto

Desde finales del siglo XIX la Red Eléctrica del Ecuador no ha tenido avances significativos en cuanto a sistemas automatizados, tampoco ha logrado satisfacer el cien por ciento de la demanda energética del país y actualmente se encuentra al límite de su capacidad. Todos estos inconvenientes del sistema eléctrico han afectado en gran medida el desarrollo tecnológico y económico del Ecuador por lo que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable junto con las Empresas de Distribución Eléctrica del país han decidido modernizar la Red Eléctrica existente mediante la implementación de Smart Grids.

La Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI, 2014) es la base de cualquier iniciativa Smart Grid, cuyo objetivo es mejorar la fiabilidad y la eficiencia de la Red Eléctrica, adaptándola a las necesidades de la era digital.

Con la implementación de AMI se podrá disminuir los tiempos de reconexión, medir en tiempo real la demanda en los transformadores de distribución, evitar la afectación en el suministro de electricidad para las cocinas de inducción. Para lograr así la optimización de la gestión.

1.3 Alcance del proyecto

En el presente proyecto se realiza el estudio y diseño de un Sistema AMI para la Empresa Eléctrica Quito (EEQ); el cual comprende el diseño de la arquitectura de seguridad y ciberseguridad, interoperabilidad de AMI con Sistemas y Subsistemas de la EEQ, y el diseño de la Field Area Network – Neighborhood Area Network (FAN-NAN) para AMI.

El diseño de las redes FAN-NAN incluye el estudio de varias soluciones tecnológicas de comunicación, elección de la mejor alternativa de comunicación, simulación y análisis del tráfico. Todo este diseño se lo desarrollará en base a la situación actual en la que se encuentran las redes y sistemas de la EEQ. Por esta razón se incluirá la investigación del estado actual de los sistemas empresariales, redes de distribución eléctrica y redes de comunicaciones. Una vez finalizado el diseño se analizará el aspecto económico y financiero de la implementación de la propuesta.

1.4 Objetivos

1.4.1 Generales

- Diseñar un Sistema AMI bajo el concepto de Redes Inteligentes para la EEQ.

1.4.2 Específicos

- Describir las características, arquitectura y componentes que integran un Sistema AMI.
- Determinar la situación actual de la EEQ en cuanto a redes de comunicación, sistemas empresariales y redes de distribución eléctrica.
- Seleccionar las opciones tecnológicas que mejor se adapten a la realidad de la EEQ para el diseño de AMI y de su red de comunicaciones de área de vecindario-campo (Field Area Network – Neighborhood Area Network FAN-NAN).

- Realizar el análisis económico y financiero de la propuesta de diseño para determinar el costo-beneficio del proyecto.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Smart Grids

La red eléctrica convencional fue creada hace 100 años atrás cuando los requerimientos de energía eléctrica eran simples, y la mayoría de consumidores demandaban bajos niveles de potencia. La interacción entre los clientes y la empresa distribuidora era de una sola vía, lo que dificultaba la respuesta a los cambios y al incremento de la demanda energética.

Las Redes Inteligentes (Smart Grids) introducen el concepto de dialogo bidireccional donde la energía y la información puede ser intercambiada entre la empresa distribuidora y sus clientes (BOAL, 2010). Es el desarrollo entre red de comunicaciones, medidores inteligentes, sistemas automáticos, y otras herramientas tecnológicas que trabajan juntas para que la distribución eléctrica sea eficiente, confiable, segura y amigable con el medio ambiente. Permite que nuevas aplicaciones que requieran altos niveles de potencia sean integradas como la carga de vehículos eléctrico y cocinas de inducción (SmartGrid.gov, 2015).

Este desarrollo va de la mano con el rápido crecimiento de la demanda de redes de comunicaciones para estas nuevas aplicaciones de energía; que incluyen el manejo de datos de medición, automatización de la distribución, respuesta a la demanda, entre otros (SIEMENS, 2011). Y al mismo tiempo los componentes de la red de distribución de energía eléctrica necesitan ser integradas a la infraestructura de comunicaciones de las de la empresa distribuidora.

2.1.1 Características de Smart Grids

A continuación se resumen las siete características que definen una red inteligente (NationalEnergyTechnologyLaboratory, 2014):

- Permite la participación activa con el cliente. Los clientes tienen la posibilidad de modificar el consumo basado en el equilibrio de sus demandas con la capacidad del sistema eléctrico.
- Optimiza la gestión de la oferta y demanda de energía.
- Permite la realización de continuas autoevaluaciones en la red eléctrica para detectar y analizar los problemas para tomar medidas correctivas con el fin de mitigarlos; y si es necesario, restaurar rápidamente componentes o secciones de la red.
- Solventa necesidades de Calidad de Energía (Power Quality PQ) ya que la optimización de la gestión debe estar sujeta a niveles de calidad dependiendo del tipo de usuario.
- Se integra a todos los tipos de generación eléctrica y sistemas de almacenamiento usando procesos de interconexión simplificados y estándares de interoperabilidad universales.
- Apoya la creación de nuevos mercados de electricidad que van desde sistemas de gestión de energía a las tecnologías que permiten a los consumidores ofertar sus recursos energéticos en el mercado de la electricidad.
- Opera de forma elástica contra los desastres naturales ya que incorpora una solución para todo el sistema que reduce las vulnerabilidades físicas y cibernéticas; y permite una rápida recuperación a las interrupciones

2.2 Definición de AMI

El Sistema AMI define la totalidad de las redes y sistemas de medición, recolección, almacenamiento y análisis de los datos de consumo de la energía eléctrica, mediante la automatización del proceso de lectura de medidores inteligentes (Energy, August 2014); brindará información en tiempo real acerca de la demanda en los transformadores de distribución, para lograr así la optimización del control del uso de la energía eléctrica y de los parámetros de calidad de servicio (Chris King, 2004).

2.2.1 Arquitectura

Los sistemas AMI se componen de 4 partes (SIEMENS A, 2011):

- Medidores Inteligentes.
- Colectores de datos.
- Sistema Head End.
- Sistema de Gestión de datos de medidas (Meter Data Management MDM).

También está compuesto por las redes de comunicación, las cuales son (Bui, 2013):

- Red para el hogar (Home Area Network HAN).
- Red de área de vecindario - campo (Field Area Networks – Home Area Network FAN-NAN).
- Red de área amplia (Wide Area Network WAN).

En la Figura 1 se muestra la arquitectura de un Sistema AMI.

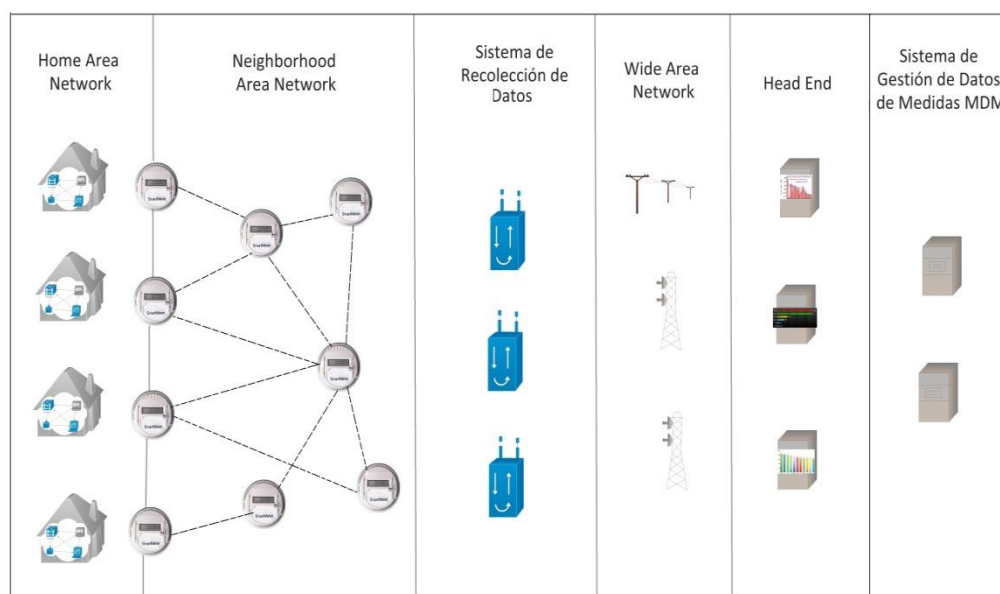


Figura 1 Arquitectura de AMI

Fuente: (SIEMENS A, 2011)

La arquitectura típica de la red de comunicaciones se compone de la HAN, FAN-NAN, WAN. HAN permite que los dispositivos ubicados dentro de una casa, como por ejemplo electrodomésticos y sensores, se comuniquen entre sí; es la red que pertenece a los clientes, y generalmente no se encuentra incluida en las soluciones de los distintos proveedores AMI. De acuerdo al tipo de cliente, la red HAN puede ser llamada Building Area Network BAN o Industrial Area Network IAN (Díaz, 2011); y estos tipos de HAN tienen la característica de que el cliente y la empresa eléctrica pueden acceder remotamente y controlar las altas cargas eléctricas.

La FAN-NAN comunica los medidores y los colectores de datos. La WAN es la red que comunica los colectores de datos con el Head End, cuya ubicación es geográficamente distante.

El Sistema Head End se encarga de la recolección, configuración y seguridad de los datos de utilización de energía. El Sistema MDM desempeña la administración y el almacenamiento de datos a largo plazo

para todos los datos de utilización de energía eléctrica y eventos que generan los servidores Head End.

2.3 Componentes de AMI

2.3.1 Medidores Inteligentes.

El Medidor inteligente (Smart Meter SM) es un medidor electrónico avanzado que registra el consumo de energía eléctrica en Kilovatios hora (kWh). Los medidores inteligentes tienen por lo menos tres funciones básicas: almacenamiento de información de consumo de energía eléctrica, transmisión de esta información a la empresa de distribución a través de la FAN, y recibe señales desde la empresa de distribución para controlar los dispositivos de la HAN (Chris King, 2004).

Si se realiza una comparación con los medidores convencionales, los medidores inteligentes proveen información adicional y cuentan con las siguientes características:

- Permite la comunicación bidireccional entre el consumidor y la empresa distribuidora, por lo que el despliegue de medidores inteligentes necesita una apropiada selección e implementación de una red de comunicaciones.
- Dispone de módulos de comunicaciones para el envío de información a la empresa de distribución; de acuerdo al tipo de módulo de comunicación que se le integre, estos pueden soportar varias tecnologías como PLC, RF, ZigBee, GPRS, LTE etc.
- Detecta apagones y comunica en tiempo real la caída y la rehabilitación del servicio al centro de control.

- Controla el robo de energía eléctrica ya que los medidores inteligentes pueden detectar la manipulación del medidor, también detecta situaciones anormales como el no registro del consumo de energía.
- Pueden recolectar información con mayor frecuencia que la mensual.
- Incluye un visor externo que permite mostrar la información de consumo y perfil de carga del cliente, como se puede apreciar en la figura 2.
- Permite la limitación, corte y reposición de corriente remotamente desde el centro de control.
- Cambia parámetros remotamente, tales como mensajes al cliente, ofertas y tarifas.
- Permite actualizaciones remotas de software.
- Extrema precisión de registro de consumo de energía eléctrica.
- Registra y almacena perfiles de carga, eventos como perturbaciones, caídas y elevaciones de tensión.



Figura 2 Medidor Inteligente

Fuente: (Echelon, 2017)

Los medidores inteligentes para AMI incluyen como mínimo los siguientes suplementos:

- Control de consumo energético mediante un Interruptor de Control de Potencia (ICP) programable que establece el límite de consumo.
- Un puerto HAN que permite a los consumidores habilitar una red de área domiciliaria, y permite un mayor control del consumo y la forma en la que se usa la energía.
- Servicios de tarificación bajo demanda.

La principal barrera técnica de la implementación de medidores inteligentes es la falta de estandarización, pero actualmente se ha

desarrollado estándares para permitir la interoperabilidad de equipos de distintos fabricantes (Velez, 2013).

2.3.2 Sistema de recolección de datos

Los colectores de datos también conocidos como concentradores o gateways, son enrutadores con características de comunicación muy potentes, funcionan como un nodo de comunicaciones para el Head End (Popa, 2011). Su principal función es servir como interfaz entre el Head End y los medidores, y/o otros colectores dentro de la FAN-NAN.

Los colectores de datos coleccionan información de los medidores inteligentes cercanos; están diseñados para trabajar en ambientes de alta interferencia electromagnética y deben estar diseñados para soportar la intemperie ya que se encuentran ubicados cerca del transformador.

2.3.3 Sistema Head End

El sistema Head End, también conocido como Sistema de Control de medidores, se encuentra ubicado en un Datacenter dentro de las empresas distribuidoras o en los centros de datos nacionales. Se encarga de la recolección, configuración y seguridad de los datos de utilización de la energía, colecciona la información de medición y soporta altas tasas de concurrencia (Brunschwiler, 2013).

Adicionalmente realiza otras funciones descritas a continuación:

- Monitorea en tiempo real el estado de los colectores de datos, y crea reportes online dentro de un periodo definido o programado.

- Monitorea el estado de los equipos de medición de transformadores de clientes especiales, almacena eventos excepcionales, y activa alarmas.
- Monitorea el flujo de datos y realiza estadísticas de todos los dispositivos que forman parte de la red.
- Es el encargado de la sincronización del tiempo y lectura de tiempo en el medidor.
- Soporta comandos de conexión y desconexión de servicios.

2.3.4 Sistema de gestión de datos de medidas MDM

Es el encargado de la administración y el almacenamiento de datos a largo plazo para todos los datos de utilización de energía eléctrica y eventos que generan los servidores Head End, también se enfoca en aplicaciones de negocios (John Sawyer, 2012).

Dentro de las principales funciones se encuentran:

- Sirve como plataforma de integración de datos con Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de la Energía (Supervisory Control and Data Acquisition SCADA), y otros Sistemas de Lectura de Medición Automática (Automated Meter Reading AMR).
- Importa y valida los datos del Sistema Head End, para hacerlos aptos para el análisis y facturación.
- Alerta a los usuarios cuando hay presencia de eventos en el medidor.

- Monitorea en tiempo real la curva de carga de las líneas y estaciones de distribución en un periodo de tiempo.
- Compara la curva de carga de corriente con la curva de carga diaria, para detectar a tiempo situaciones anormales en la distribución eléctrica.
- Generación y análisis de reportes de eventos anormales.
- Maneja Operación y Mantenimiento.

2.4 Redes de comunicaciones

Existe una serie de tecnologías que se han propuesto, desarrollado y desplegado con opciones inalámbricas y cableadas para realizar la comunicación (SIEMENS, 2011). A continuación se explican las diferentes soluciones tecnológicas para la red de comunicaciones de AMI.

2.4.1 Alternativas tecnológicas para HAN

IEEE 802.11

Es una tecnología inalámbrica popular en las HAN. Basándose en el estándar 802.11 de la IEEE, puede alcanzar los 300 Mbps en 802.11n, 11Mbps en 802.11b, 54Mbps en 802.11g, y 54Mbps en 802.11a. Soporta alta difusión si se conecta con laptops, computadoras, Smart TVs, consolas de video juegos, impresoras y otros dispositivos periféricos que tengan acceso a la red. Utiliza bandas de 2.4 GHz (802.11b y 802.11g) y 5 GHz (802.11a).

Es utilizado ampliamente ya que satisface los requerimientos de HAN descritos a continuación:

- Con Multiple Input Multiple Output (MIMO) trabaja en interiores sobre un amplio rango confiable de más de 100 pies de distancia.
- Bajo consumo de energía.
- Amplio ancho de banda gracias a sus canales de 20/40 MHz y MIMO a 450Mbps con 3x streams especiales, como se aprecia en la figura 3.

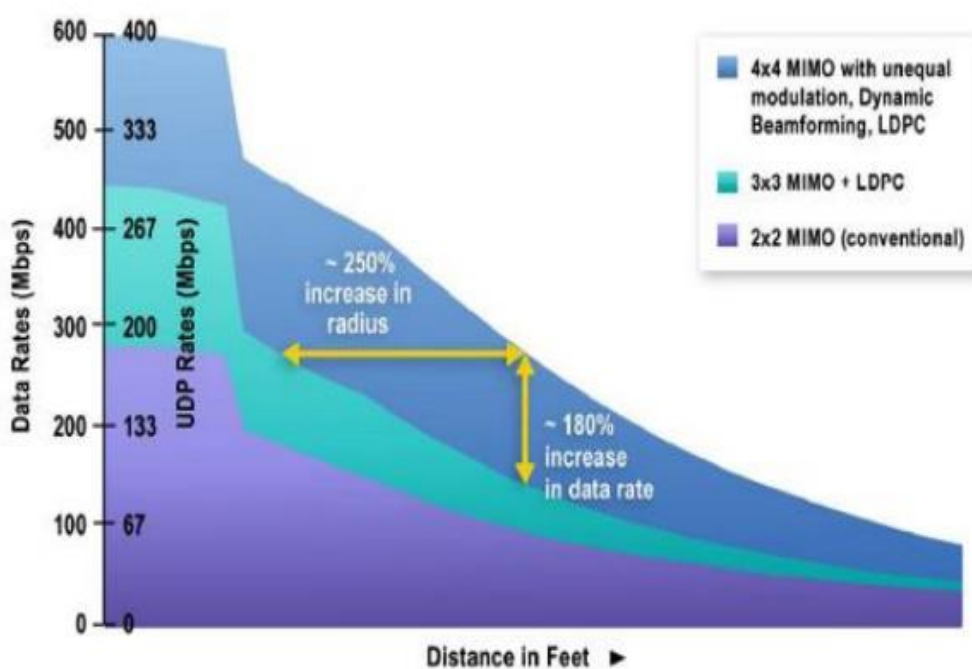


Figura 3 Throughput máximo vs distancia para MIMO

Fuente: (Grid, 2012)

Las ventajas de Wifi es que es de fácil instalación y no se necesita un alto nivel de ingeniería, equipos de bajo costo con o sin licenciamiento y no hace falta pagar costos de suscripción.

802.15.4 ZigBee

Existen dos tipos de redes Zigbee para Smart Grids:

- Aplicadas a FAN-NAN: comunican medidores inteligentes dentro de un vecindario.
- Aplicadas a HAN: comunican dispositivos dentro de un hogar.

Cada una de estas redes requiere diferente tipo de instalación, topologías y operación. De cualquier manera, estas operan a través de los mismos principios básicos para garantizar la interoperabilidad.

ZigBee es un protocolo de red mallada, que permite a dispositivos dentro de una misma red comunicarse unos con otros directamente o a través de otros dispositivos de la red. Toda la relación dentro de la red es manejada por el coordinador de la red y autorizada por el centro de confianza de la red. Usualmente el centro de confianza es el coordinador de la red (TexasTechUniversity, 2012).

El protocolo ZigBee opera bajo el concepto de relación cliente servidor entre dispositivos lógicos dentro de una red. Utiliza el concepto de clusters para intercambiar información dentro de la HAN (Grid, 2012). Un cluster es un grupo de comandos y atributos relacionados, los cuales definen una interface para una funcionalidad específica. La entidad que almacena los atributos de un cluster es el servidor del cluster, y la entidad que manipula estos atributos es el cliente. El estándar ZigBee incluye el apoyo de múltiples repetidores dentro de la HAN, para ayudar con el envío de mensajes.

Los dispositivos ZigBee se los puede clasificar en tres tipos: Coordinador ZigBee, Router ZigBee, ZigBee end device (ZigBee Smart Energy - ZigBee Alliance, 2014).

A continuación se muestran las topologías que se pueden implementar:

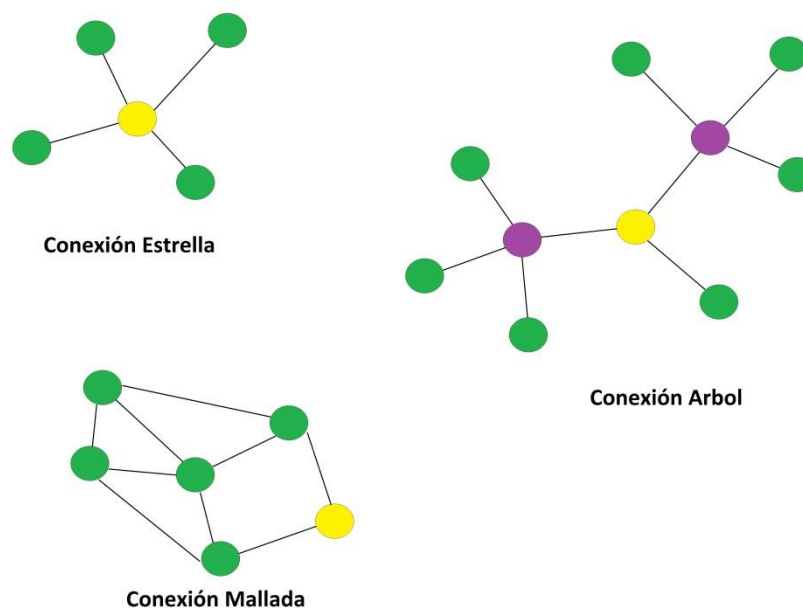


Figura 4 Esquema de conexiones ZigBee

Figura: (Stephens, 2015)

Las ventajas de ZigBee son: Funcionalidad plug and play, fácil instalación sin cables y tienen características de escalabilidad.

HomePlug

Es una tecnología de comunicación a través de línea de transmisión (Power Line Communications PLC) que utiliza los cables de electricidad del interior de la casa para transmitir datos, adopta el estándar IEEE 1901. Para la creación de la red, se debe conectar dos o más adaptadores en los tomacorrientes de la casa, de esta forma los electrodomésticos y dispositivos eléctricos se conectarán a la red por medio del adaptador. En algunos casos no hace falta adaptadores en los tomacorrientes ya que vienen incluidos dentro de los electrodomésticos. HomePlug 1.0 soporta velocidades de 14

Mbps y HomePlug AV 200 Mbps. Tiene encriptación AES de 128 bits. Trabaja en frecuencias menores a 500 kHz, presenta robustez frente al ruido, calidad de servicio compatible con IPTV y VoIP. Trabaja con Inter System Protocol ISP que permite la coexistencia entre diferentes sistemas PLC.

La siguiente es una tabla comparativa de las tecnologías mencionadas.

Tabla 1

Tabla comparativa de las diferentes soluciones de HAN

	ZigBee	WiFi	HomePlug
Standard	IEEE 802.15.4	IEEE 802.11	IEEE 1901
Conectividad	Wireless	Wireless	Cableada
Velocidad máxima por canal	250 kbps a 2,4 GHZ y 40kbps a 915MHz	11Mbps - 300Mbps	14Mbps - 200Mbps
Alcance	10 - 100 m	100 m	300 m
Seguridad	Encriptación 128 bit AES	WPA2	Encriptación 128 bit AES

Fuente: (Dignani, 2016)

2.4.2 Alternativas tecnológicas para FAN-NAN.

Power Line Communications (PLC)

Aprovecha la infraestructura de la red eléctrica existente para transmitir señales de datos. Es una alternativa de bajo costo ya que alcanza a cualquier dispositivo conectado a la red eléctrica.

La arquitectura básica de PLC incluyen Unidades Concentradoras que se encuentran cerca de los transformadores de baja tensión, unidades

terminales de red ubicadas en el domicilio del usuario final, y las unidades repetidoras que incrementan la calidad de la conexión (SIEMENS, 2011).

Las primeras soluciones de PLC utilizaban la transmisión en la banda ultra delgada que funcionan a frecuencias inferiores a 3kHz, esto proporciona velocidades de datos menores a 60bps. La necesidad de mayores velocidades de datos ha impulsado el desarrollo de sistemas PLC de banda angosta (NB PLC) en la banda de 3kHz a 500kHz. Actualmente Sistemas PLC de banda ancha operan en la banda de 1,8MHz a 250MHz y pueden alcanzar tasas de datos muy altas. Para FAN-NAN la tasa máxima de datos es de 128 Kbps, sin embargo esta cifra no tiene en cuenta sobrecarga de protocolo y la interferencia.

La principal ventaja de PLC es que no se debe incurrir en costos adicionales para la construcción de la infraestructura.

La desventaja de esta tecnología incluye problemas de seguridad ya que es un canal de difusión por la red eléctrica y resulta fácil interceptar las comunicaciones en curso.

RF Mesh

Consiste en una red wireless mallada que interconecta diferentes tipos de dispositivos de red como se puede observar en la figura 5.

La mayor parte de los proveedores ofrecen los tres componentes básicos los cuales son: repetidor, colector y medidor.

La tasa de transmisión de datos de RF es de 1kbps a 1Mbps, trabaja en las bandas de frecuencia de 170MHz, 433MHz y 915MHz, y latencia entre 1 a 60 s. RF Mesh puede adoptar estándares 802.14.5 y 802.11 (SIEMENS, 2011)

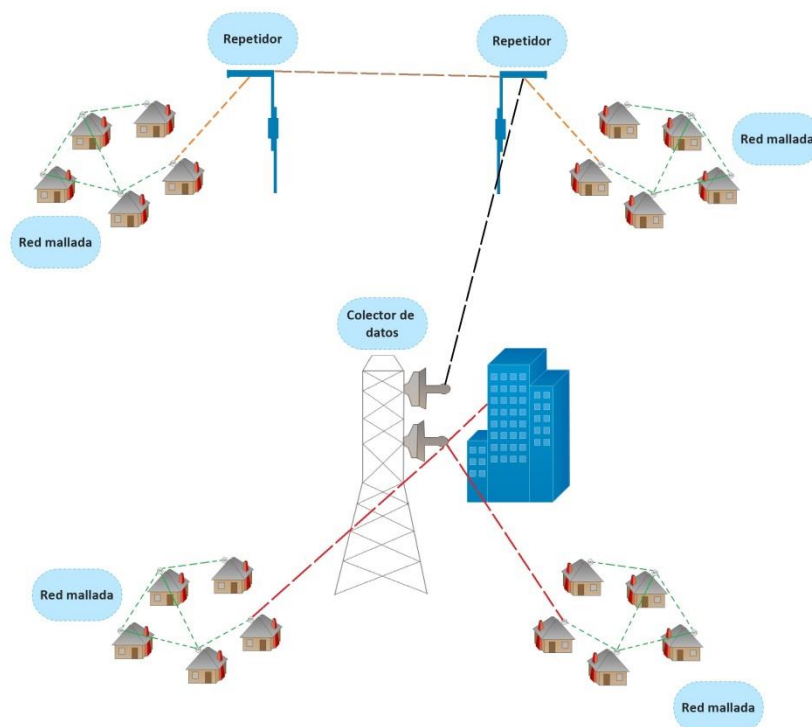


Figura 5 Arquitectura RFmesh

Fuente: (BOAL, 2010)

RF mesh tiene la ventaja de ser una red escalable, de alta confiabilidad y de fácil instalación.

La desventaja es que las señales son transmitidas con una baja potencia en una banda sin licencia, lo que provoca que sean sensibles a la interferencia y pueden afectar su desempeño.

La red debe ser dimensionada apropiadamente para operar dentro de los límites del protocolo de enrutamiento Mesh y capacidades del sistema. En general el rendimiento de RF mesh depende de las configuraciones de la red. Por lo que las técnicas adecuadas de planificación y análisis permitirán el despliegue de redes exitosas.

2.4.3 Alternativas tecnológicas para WAN

En este apartado se describen las tecnologías WAN más comunes utilizadas en soluciones AMI:

GPRS o Servicio General de Paquetes de Radio

Permite la transmisión de datos mediante conmutación de paquetes y proporciona una velocidad de datos mayor a 1Mbps y latencia de 1 segundo (SIEMENS, 2011).

El acceso al canal utilizado se basa en TDMA y FDD que permite a varios usuarios compartir el mismo canal físico ya sea de subida o de bajada.

Cuando un medidor inteligente transmite datos, estos son encapsulados en paquetes cortos, en cuya cabecera incluye las direcciones de origen y destino, cada paquete puede seguir diferentes rutas para llegar a su destino. La célula puede tener un alcance de 10m a 10Km.

La ventaja de GPRS es que es de fácil instalación por medio de operadores de telefonía móvil (2G, 3G y LTE).

WiMAX

Representa una atractiva opción tecnológica para la red WAN de AMI, proporciona acceso inalámbrico a servicios de banda ancha de alta velocidad, brinda una amplia cobertura como una red de telefonía móvil, el tamaño de la celda es de 7 a 10km y dispone de sólidos protocolos de seguridad, funciona en las siguientes bandas de frecuencia (Rangel, 2009):

Tabla 2**Perfiles de WiMAX**

Banda de frecuencia	Ancho de banda del canal	Duplexación
Perfiles de WiMAX fijo		
3.5GHz	3.5MHz	FDD
	3,5MHz	TDD
	7MHz	FDD
	7MHz	TDD
5,8GHz	10MHz	TDD
Perfiles para WiMAX movil		
2,GHz-2,4GHz	5MHz	TDD
	10MHz	TDD
	8,75MHz	TDD
2,306GHz- 2,320GHz 2,345GHz- 2,360GHz	3,5MHz	TDD
	5MHz	TDD
	10MHz	TDD
2,496GHz- 2,69GHz	5MHz	TDD
	10MHz	TDD
3,3GHz-3,4GHz	5MHz	TDD
	7MHz	TDD
	10MHz	TDD
3,4GHz-3,8GHz 3,4GHz-3,6GHz 3,6GHz-3,8GHz	5MHz	TDD
	7MHz	TDD
	10MHz	TDD

Fuente: (Rangel, 2009)

Digital Subscriber Line (DSL)

Utiliza las líneas de par trenzado de la red telefónica existente para transmitir señales con un alto ancho de banda para brindar servicios IP a los suscriptores. Existe una amplia variedad de tipos y estándares de DSL: ADSL, ADSL2, ADSL2+, SDSL, IDSL, HDSL, SHDSL, VDSL y VDSL2. Las cuales utilizan sofisticadas técnicas de codificación y modulación para lograr velocidades de transmisión de hasta 8.1Mbps (sgclearinghouse.org, 2013).

Multiprotocol Label Switching (MPLS)

Es una red privada IP que opera entre la capa de enlace de datos y la capa de red del modelo OSI. Es utilizada para transportar tráfico de redes de conmutación de circuitos y redes de conmutación de paquetes. El principio de funcionamiento de MPLS es asignar una etiqueta única a los datagramas de cada flujo, y permite una conmutación rápida en los routers intermedios, ya que verifica únicamente la etiqueta y no la dirección de destino. Puede operar a través de diferentes infraestructuras existentes como por ejemplo: IP, Frame Relay, ATM, Ethernet (Smith, 2003).

Los componentes de una red MPLS son los siguientes:

- Label Edge Routers (LER): se refiere a los routers de entrada y salida de la red MPLS, tienen la función de colocar y retirar las etiquetas.
- Label Switching Router (LSR): es el router que realiza la conmutación de las etiquetas.
- Label Distribution Protocol (LDP): es el protocolo de distribución de las etiquetas MPLS entre los equipos de la red.

2.5 Beneficios de la implementación de AMI

A través de la implementación de AMI se obtienen varios beneficios, los cuales se describen a continuación.

2.5.1 Beneficios tecnológicos.

- Optimización de la gestión de la demanda para evitar afectaciones en el suministro de electricidad.
- Aumento de precisión en la medida.
- Reducción de la demanda de electricidad durante horas pico.
- Disminución en el tiempo de detección de fallas en la red eléctrica.
- Disminución en el tiempo de reconexión.
- Al mejorar la calidad de suministro, impulsa el desarrollo tecnológico e Industrial.
- Aumento en el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico.
- Brinda información completa sobre los patrones del consumo.
- Monitorización permanente de calidad de la energía eléctrica.
- Optimización en la facturación al mejorar la lectura de consumo de energía.

2.5.2 Beneficios en la sociedad.

- La población obtendrá beneficios en el ahorro de energía y reducción de emisiones de dióxido de carbono.

- Disminuye el impacto social producido por el cambio de La Matriz Energética del país, como por ejemplo, el cambio de las cocinas que utilizan gas licuado de petróleo por cocinas de inducción.
- Los datos obtenidos de los medidores inteligentes por hora del día impulsará una mejor planificación de ahorro de energía eléctrica en horas pico y de esta manera se reducirían el precio de la energía eléctrica.

2.5.3 Beneficios Comerciales

- Rápida detección de clientes infractores, hurto de energía eléctrica y fraudes.
- Disminución de tiempo de atención a solicitudes de nuevos servicios eléctricos.
- Ahorro en los costos de compra de energía.
- Procesos de facturación mejorados.
- Disminución en el costo de lectura manual del medidor.

2.6 Experiencias internacionales de la implementación de AMI

Actualmente un estimado de 65 millones de medidores inteligentes han sido instalados en el mundo (Stephens, 2015). En la figura 6 se muestra

geográficamente los lugares en los que se han desplegado diferentes tecnologías Smart Grids, en las que se destacan AMI y AMR.



Figura 6 Despliegue de tecnologías Smart Grid en el mundo

Fuente: (*smartmeterpediaS*, 2015)

Dentro de la experiencia de AMI en otros países se destaca el ahorro en costos de operación, la optimización del control de consumo y el ahorro de energía eléctrica. En la tabla 3 se muestran casos de análisis de proyectos piloto.

Tabla 3**Análisis del ahorro energético en pruebas piloto**

Ubicación	Ahorro Energético
Ontario - Hydro one	7% - 10%
Norte de Irlanda - Medidores prepago	3% - 10%
Este de Australia	0% - 25%
Suecia - Birka Teknik og Miljo	20%
Estados Unidos - Niagara Mowhawk	3% - 27%
Canadá	12%
California	0% - 4%

Fuente: (Trust, 2006)

A continuación se presentan las principales experiencias de la implementación de AMI a nivel internacional.

Estados Unidos

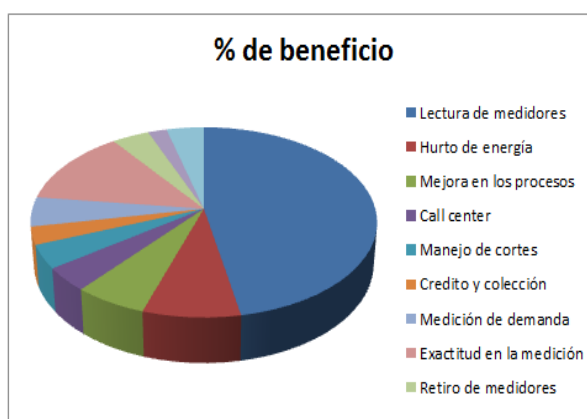
La industria eléctrica de Estados Unidos ha invertido un total de \$18 billones en la implementación de tecnologías Smart Grids, durante el periodo 2010 – 2013 (USDepartmentOfEnergy, 2014). Central M Los beneficios reales, como la mejora de la eficiencia de operaciones han sido observadas donde AMI ha sido desplegado, por ejemplo Central Main Power Company ha reducido más del 80% los costos de operaciones, que ahorrará alrededor de \$6.7 millones anuales. En la tabla 4 se describen los resultados obtenidos en el periodo Abril 2011 - Marzo 2012.

Tabla 4**Resultados iniciales de operación de AMI proyectos SGIG**

Métricas de Impacto	% de cambio
Reducción de costos de operación de medida.	-13% al -77%
Reducción en el consumo de gasolina y emisiones de CO2.	-12% al 59%

Fuente: (Bui, 2013)

Fuente	% de beneficio
Lectura de medidores	47
Hurto de energía	8
Mejora en los procesos	6
Call center	4
Manejo de cortes	4
Credito y colección	3
Medición de demanda	5
Exactitud en la medición	13
Retiro de medidores	4
Flujo de capital	2
otros	4

**Figura 7 Ahorro operativos con Smart Grids en EEUU**

Fuente: (Chris King, 2004)

Unión Europea

En la Unión Europea (UE) existen Redes Inteligentes para medición de consumo de electricidad, gas y agua (Commission, 2016). Y de acuerdo a la publicación realizada por el departamento de Directorate-General for Energy de la Comisión Europea en Agosto del 2016 se tienen los siguientes datos acerca del estado actual de las redes inteligentes en la UE:

- Cerca de 200 millones de medidores inteligentes de electricidad y 45 millones de medidores inteligentes de gas van a ser instalados hasta el 2020, la cual representa una inversión de 45 billones de euros. Y se espera que el 72% de los consumidores tengan medidores inteligentes de electricidad y el cerca del 40% tenga medidores inteligentes de gas (Comisión, 2016).
- El costo promedio de la instalación de un medidor inteligente en la UE se encuentra entre 200 a 250 euros.
- El despliegue de Redes Inteligentes ha generado ahorros de energía del 3% por medidor inteligente lo que equivale a 309 euros.

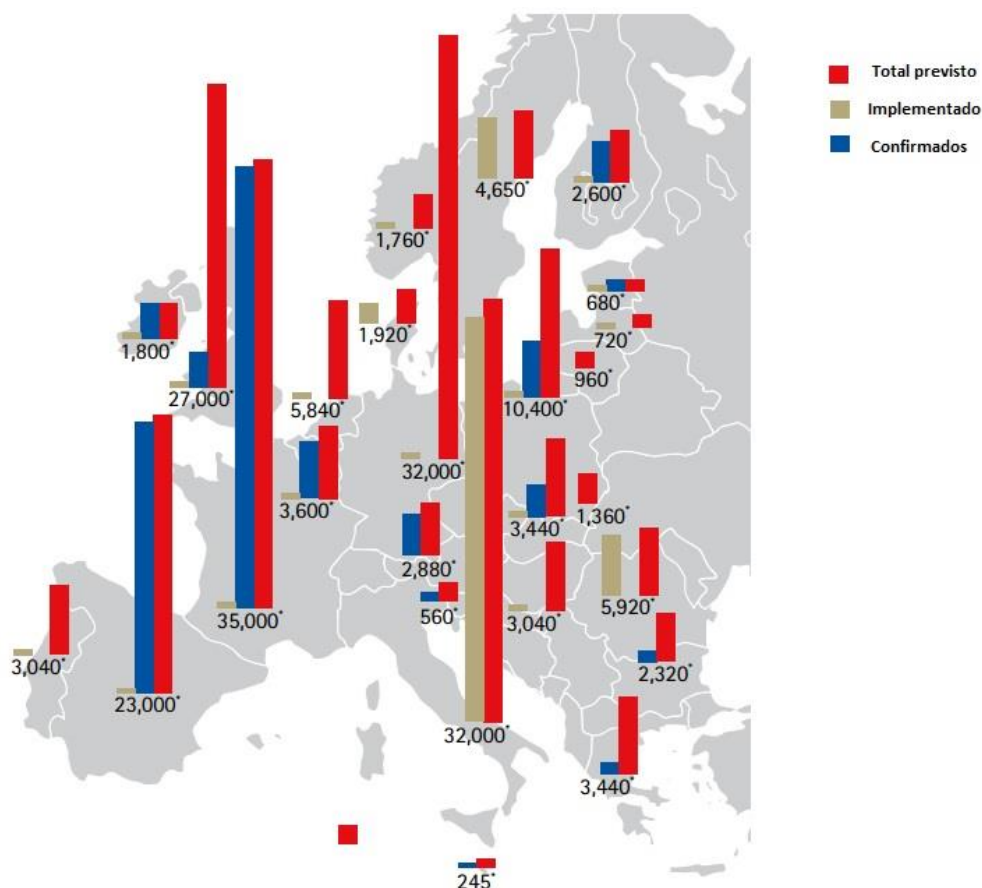


Figura 8 Despliegue de AMI en la Unión Europea

Fuente: (Commision, 2016)

Latino América

Latino América muestra una actividad creciente en la implementación de Smart Grids. En México, Elster Group seleccionó el proyecto Energy Axis, el cual dará solución para AMI, actualmente ya ha desplegado 9 sistemas en 14 áreas de servicio. Las cuales incluyen áreas densamente pobladas como por ejemplo México DF y Monterrey, y AMI es el sistema más grande de Smart Grids (OLADE, 2012).

Brasil es la cabeza en la implementación de Smart Grids en Latinoamérica, desde el 2010 las empresas eléctricas brasileñas empezaron a realizar los estudios pertinentes para la implementación de Smart Grids. Dentro de las

motivaciones se encuentra el aumento de la eficiencia operativa y mejorar la confiabilidad y calidad de la energía eléctrica (Caneca, 2013).

En cuanto a las redes de comunicaciones, a continuación se muestra en la figura 9 las tecnologías de las redes de comunicaciones para AMI en el mundo.

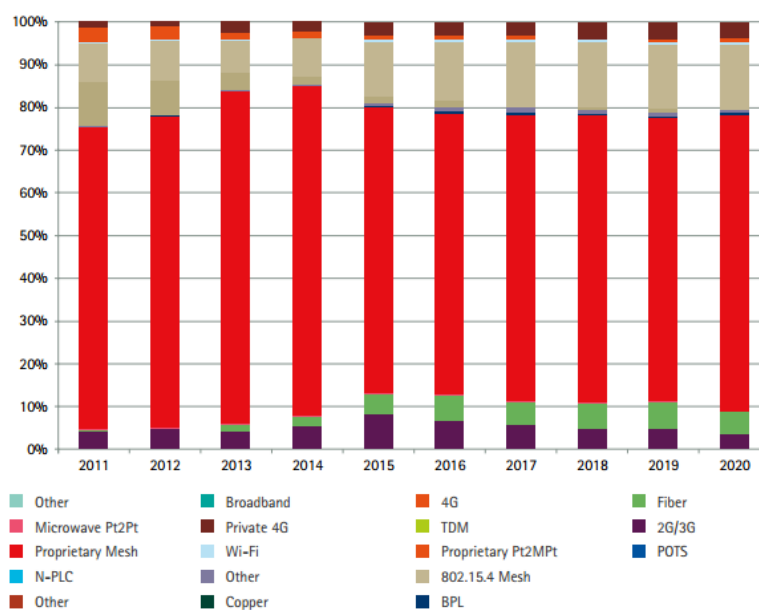


Figura 9 Tecnologías utilizadas en redes de comunicación para AMI en el mundo

Fuente: (Navigant, 2015)

2.7 Principales proveedores AMI

Un estimado del mercado de AMI en el 2014 es de \$9.319 millones y espera alcanzar \$20,029 millones en el 2019 (Navigant, 2015). Como se describió en el capítulo anterior existen varias empresas alrededor del mundo que han desarrollado distintas soluciones tecnológicas para AMI, dentro de los principales vendedores podemos encontrar:

- Sensus es una multinacional dedicada al desarrollo de soluciones para Smart Grids, la solución AMI de Sensus atiende cerca de 52 millones de usuarios alrededor del mundo (Sensus, 2016).
- Itron es una empresa líder de desarrollo tecnológico enfocado al uso adecuado de la energía y el agua, tiene cerca de 8000 clientes en más de 100 países (itron.com, 2014).
- Echelon Corporation provee la infraestructura de Sistemas AMI más grande de Italia con aproximadamente 27 millones de medidores eléctricos (metering.com).
- Cisco Systems es una multinacional dedicada al desarrollo de equipos de telecomunicaciones, se encuentra dentro de las 100 empresas con mayores ingresos, y de las 95 proveedoras de servicios (cisco.com, 2015).

También, dentro de las principales empresas proveedoras de AMI se tiene: Huawei, Le infinite, Iskraemeco, Landis+Gyr, Elster group, Schneider Electric y General Electric.

CAPÍTULO 3

SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

3.1 Información general de la EEQ

La EEQ fue creada el 21 de Septiembre de 1955, con el fin de proveer servicios públicos de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica (eeq.com, 2015). El área de concesión, que se muestra en la figura 10, abarca las siguientes provincias y cantones y cubre un total de $14971km^2$:

- Provincia de Pichincha:
Cantón: Quito, Rumiñahui, Mejía, Pedro Vicente Maldonado, San Miguel de los bancos, parte de puerto Quito y Cayambe.
- Provincia de Napo:
Cantón Quijos y El Chaco.

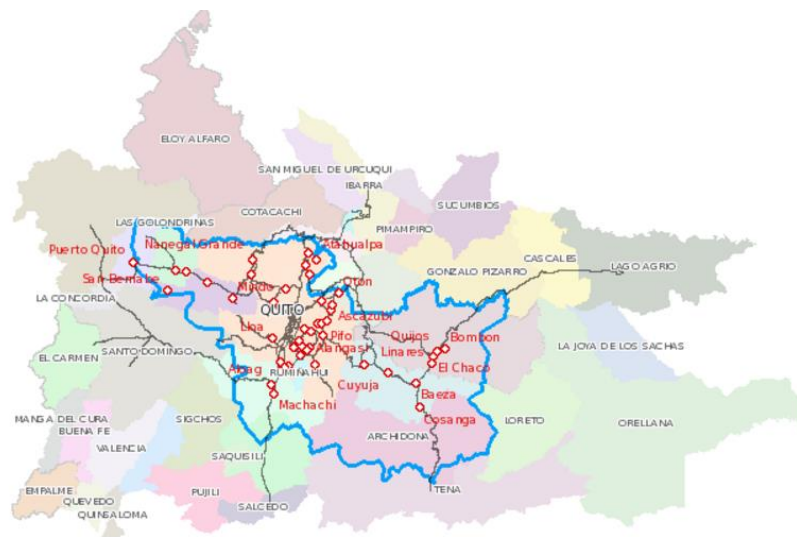


Figura 10 Área de concesión de la EEQ

Fuente: *(eeq.com, 2015)*

La EEQ se encuentra supervisada por el Centro Nacional del Control de la Energía (CENACE), que actúa como ente regulador, con el fin de viabilizar la operación técnico económico del Sistema Nacional Interconectado (cenace, 2010).

Los clientes que posee la EEQ están divididos en tres grupos de la siguiente manera:

- **Clientes Residenciales**
Son los clientes que usan la energía eléctrica exclusivamente para uso doméstico residencial.
- **Clientes Comerciales**
Utiliza la energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier actividad con fines de lucro.
- **Clientes Industriales**
Utiliza la energía eléctrica para elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

En las tablas 5 y 6 se muestra la cantidad y el consumo mensual promedio de clientes comerciales, industriales y residenciales que tiene la EEQ (ARCONEL, Reportes estadísticos, 2016).

Tabla 5

Cantidad de clientes EEQ 2016

Tipo de cliente	Cantidad
Residenciales	910820
Comerciales	129523
Industriales	14329
Total	1054672

Fuente: (ARCONEL, Reportes estadísticos, 2016)

Tabla 6

Consumo mensual promedio clientes EEQ

Cliente	Consumo total kWh mensual promedio 2016	Consumo promedio mensual (kWh)
Residenciales	166913747	182.82
Comerciales	68257762	558.43
Industriales	62157664	4665.44
Total		5414.69

Fuente: (ARCONEL, Reportes estadísticos, 2016)

Los valores mostrados en la tabla 6, son el consumo promedio mensual desde Junio 2015 hasta Julio 2016.

3.2 Situación Actual de la Red de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito.

La EEQ actualmente cuenta con 5 centrales propias de generación hidroeléctrica y 1 térmica:

- Central Hidroeléctrica Los Chillos genera 9 MW.
- Central Hidroeléctrica Guangopolo genera 20.9 MW.
- Central Hidroeléctrica Cumbayá genera 40 MW.
- Central Hidroeléctrica Pasochoa genera 4.5 MW.
- Central Hidroeléctrica Nayón genera 30 MW.
- Central Térmica Gualberto Hernández genera 34.2MW.

Las Centrales de generación eléctrica generan energía de alta tensión (AT) y la energía es transportada a las subestaciones ubicadas en a lo largo del área de concesión. Las subestaciones tienen la función de reducir el voltaje de 138 kV o 46 kV a 23 kV, 13.5 kV y 6.3 kV (Jaramillo, 2014). En la figura 11 se puede observar la ubicación geográfica de las 40 subestaciones de la EEQ.

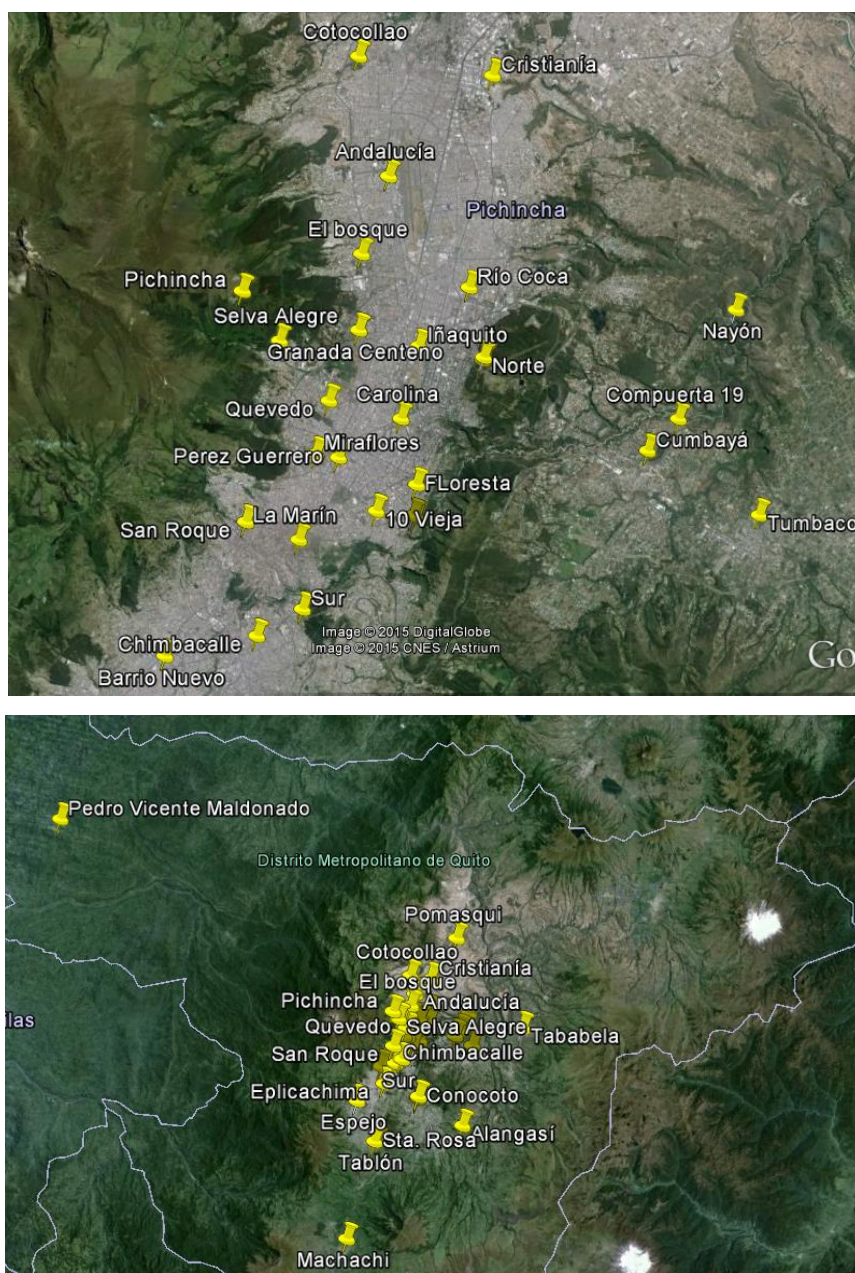


Figura 11 Ubicación geográfica de las subestaciones de la EEQ

Fuente: (EEQ, 2014)

Toda la energía de medio voltaje que sale de las subestaciones es transportada por medio de las líneas de transmisión de medio voltaje (MV) a los transformadores de distribución. La EEQ posee 27494 transformadores de distribución de distintos tipos que se muestran en la tabla 7.

Tabla 7**Tipos de transformadores de distribución de la EEQ**

Cantidad	Tipo de transformador
14011	Monofásico en poste
8609	Trifásico en poste
3647	Trifásico en cabina
1147	Bifásico en poste
38	Trifásico padmounted
23	Monofásico padmounted exterior
15	Trifásico padmounted exterior
3	Monofásico en cabina
1	Monofásico Padmounted cabina

Fuente: (eeq.com, 2015)

En resumen la distribución eléctrica de la EEQ está compuesta por los siguientes elementos (EEQ, 2014):

- Subestaciones AT/MT de 138kV/46kV, 138kV/22.8kV, 46kV/22.8kV, 46kV/13.8kV, 46kV/6.3kV.
- Red de subtransmisión, con niveles actuales de 138kV y 46kV, y 69kV en construcción.
- Red de distribución de medio voltaje, con niveles de 6.3kV, 13.8kV y 22.8kV.
- Red de distribución de bajo voltaje, con niveles de 3F4C 121/210V, 1F3C 120/240V.

3.3 Situación Actual red de comunicaciones de la Empresa Eléctrica Quito

La EEQ tiene que cubrir una amplia zona de concesión por lo que cuenta con una red de comunicaciones WAN que combina fibra óptica y enlaces inalámbricos. Esta red comunica las subestaciones eléctricas, agencias y otras dependencias de la EEQ con el Centro de Control Iñaquito y El Edificio Matriz Las Casas.

La red de la EEQ tiene enlaces propios y también enlaces contratados a CNT y Telconet:

- Los enlaces contratados a CNT tienen un ancho de banda de 1024 kbps, y los contratados a Telconet tienen un ancho de banda de 2048 kbps (EEQ, 2016).
- Los enlaces propios tienen un ancho de banda de 100 Mbps y actualmente se tienen una ocupación del canal de 15 Mbps.

En la figura 12 se puede observar los enlaces de la red de comunicaciones de la EEQ.

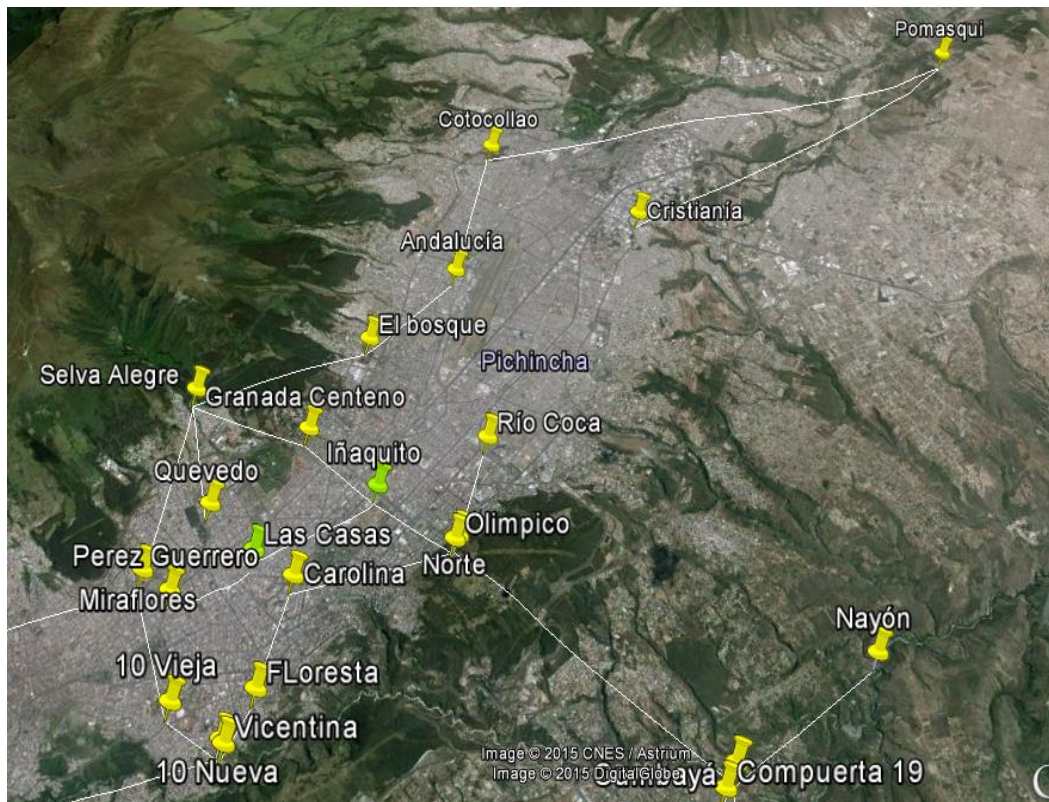


Figura 12 (a) Quito Norte

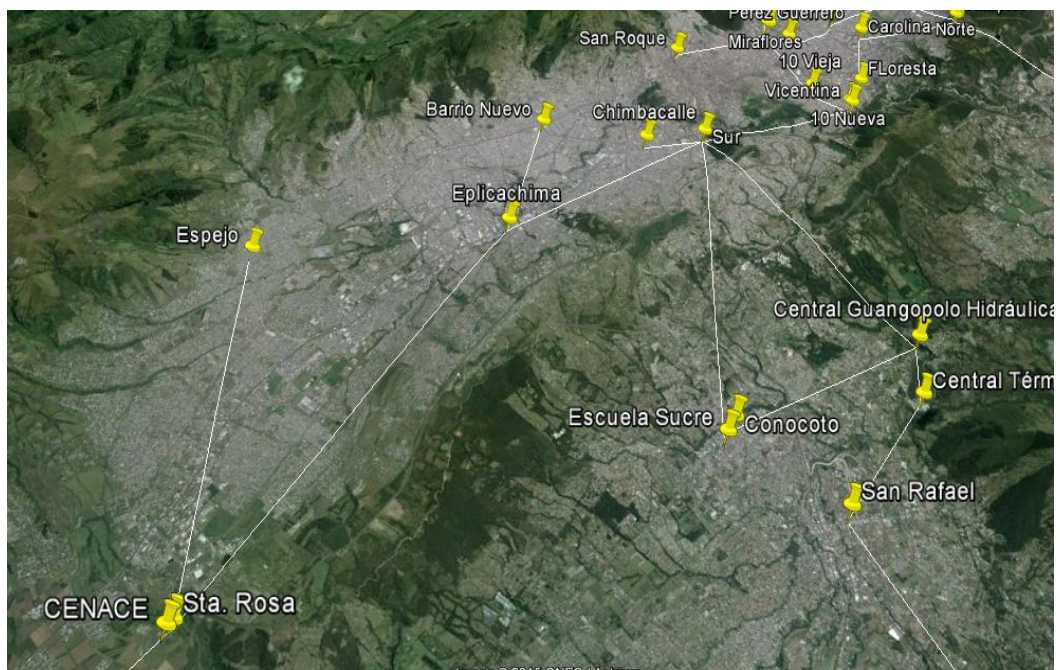


Figura 12 (b) Sur de Quito

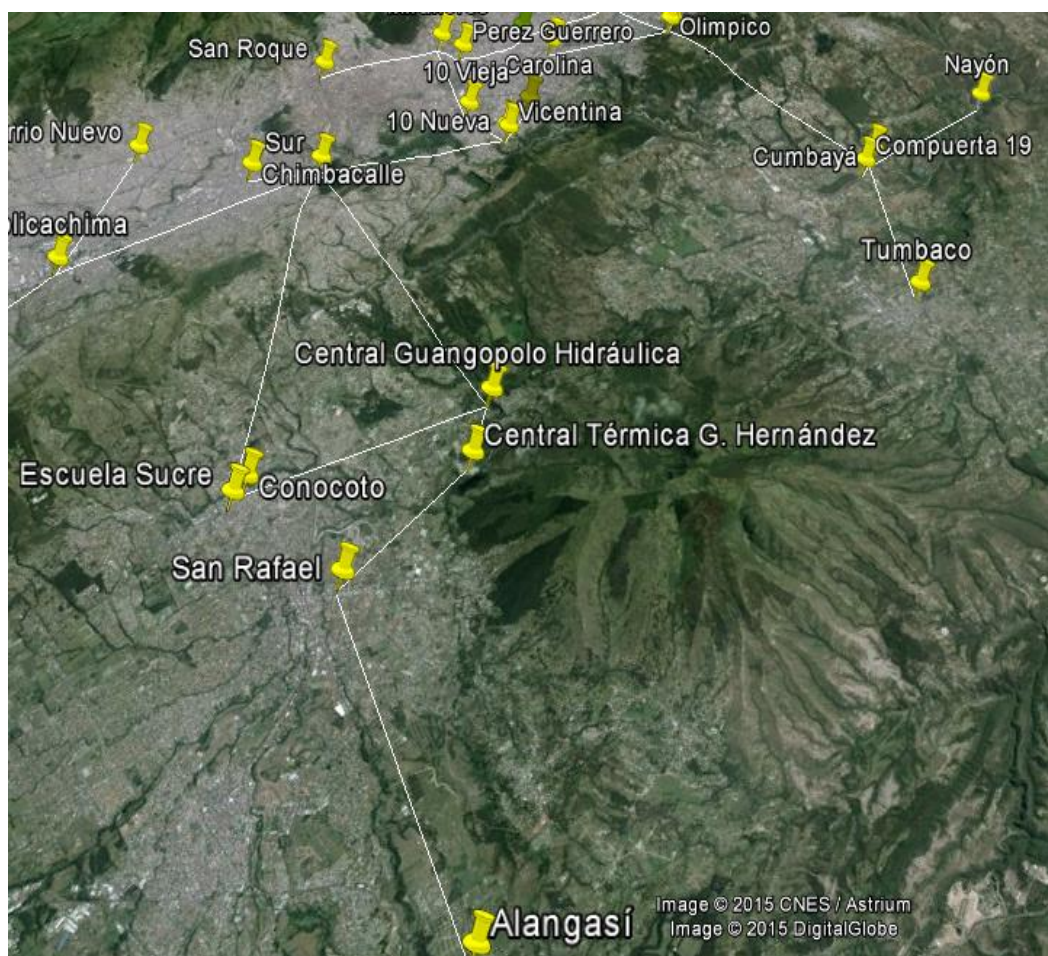


Figura 12 (c) Valle de los chillos y Cumbayá

Figura 12 Enlaces de la red de comunicaciones de la EEQ

Fuente: (Quito, 2015)

La tecnología adoptada para los enlaces de fibra óptica es MPLS. Los cables de fibra óptica utilizados son monomodo de 8 a 24 hilos. Utiliza 2 tipos de cable.

- Dielectricos autosoportados (All Dielectric Self Supported ADSS) que son cable ópticos dieléctricos autosustentados que cuelgan por las líneas de alta tensión.
- Cable óptico de tierra (Optical Ground Wire OPGW) que cumplen la doble función de comunicación de datos y conexión a tierra.

La red inalámbrica de la EEQ trabaja con bandas licenciadas y no licenciadas UHF y SHF, alcanza velocidades máximas de 12 Mbps en condiciones óptimas. Se utiliza antenas direccionales con ganancias de 17dbi a 32dbi para sus enlaces (Diana Yaguana, 2010).

3.4 Sistemas Empresariales de la EEQ.

Las Empresas Eléctricas del país a través del proyecto del Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución de la Energía Eléctrica (SIGDE) del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable han trabajado en la implementación de Sistemas Empresariales que utilicen el Modelo de Información Común (Common Information Model CIM) basado en la norma IEC61968 y también trabajan para que los sistemas sean desarrollados bajo una Arquitectura Orientada al Servicio (Service Oriented Architecture SOA), tal es así, que hasta el momento se han adquirido y se encuentran en proceso de implementación los siguientes Sistemas Empresariales (eeq.com, 2015):

- Sistema de información Geográfica (Geographic Information System GIS).
- Sistema de información de clientes (Customer Information System CIS).
- Sistemas de Gestión de la Relación con el Cliente (Customer Relationship Management CRM).
- Sistemas de Análisis de Distribución (Distribution Analysis Base Module CYMDIST).
- Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de la Energía (Supervisory Control and Data Acquisition SCADA).
- Sistema de Gestión de la Distribución (Distribution Management System DMS).

- Sistema para la Gestión de Interrupciones (Outage Management System OMS).

El modelo CIM es una arquitectura de software que tiene la finalidad la integración de diferentes tecnologías, estandariza la manera de organizar toda la información que puede ser necesaria en las aplicaciones dedicadas a la gestión de las redes de energía eléctrica (Llanos, 2012).

Los Sistemas Empresariales que darán servicio a todo el país se encuentran ubicados en los Centros de Datos Nacionales como se muestra en la figura 13.

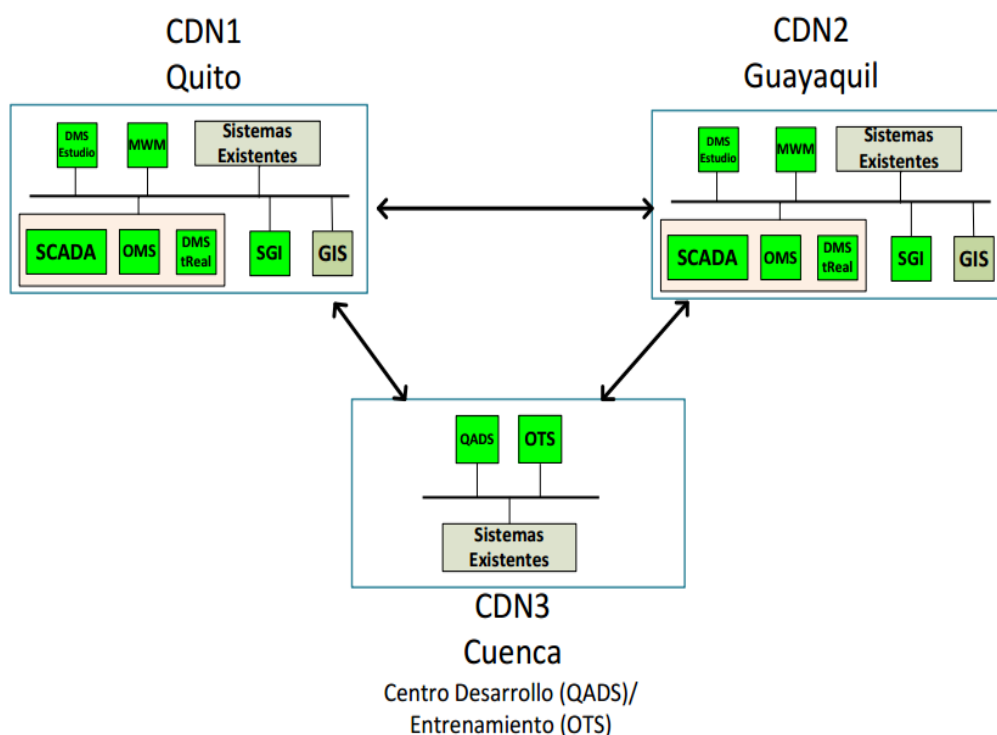


Figura 13 Esquema de los Sistemas Empresariales en los Centros de Datos Nacionales

Fuente: (eeq.com, 2015)

3.4.1 Bus de Servicios Empresariales

El bus de Servicios Empresariales (Enterprise Service Bus ESB) que en un futuro será implementado en la EEQ permitirá el intercambio de información entre los sistemas empresariales nuevos o existentes, utiliza la arquitectura SOA con modelo CIM. Como se observa en la figura 14 la comunicación entre los sistemas GIS, AMI, CIS, CRM entre otros se la realiza a través del ESB (eeq.com, 2015).

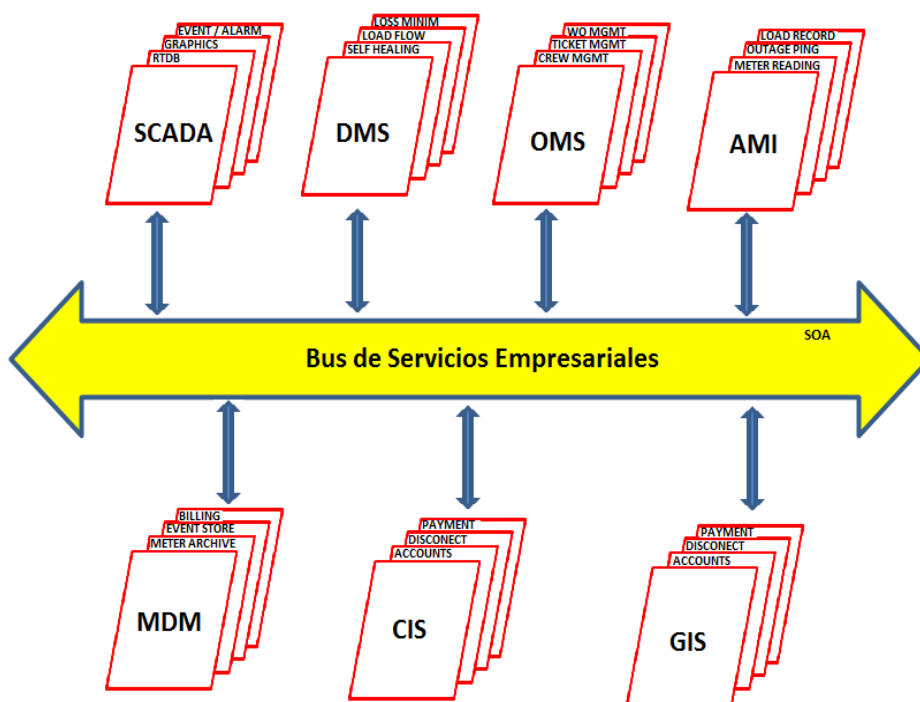


Figura 14 Arquitectura del ESB

Fuente: (Renovable, 2013)

3.4.2 Sistema Comercial CIS-CRM

Los sistemas CIS-CRM son sistemas comerciales que funcionan bajo una arquitectura enfocada al servicio, los cuales consisten en recolectar la mayor cantidad de información de los usuarios para generar relaciones a largo plazo y aumentar el grado de satisfacción. Estos sistemas gestionan las peticiones que plantea el cliente.

Los sistemas CIS-CRM se encuentran conectados a los sistemas de logística que son los sistemas encargados de corte y reconexión de energía eléctrica. El Ministerio de Electricidad y Energía renovable busca consolidar y optimizar la gestión de la información comercial de las Empresas Distribuidoras por medio de los sistemas CIS-CRM instalados en los Centros de Datos Nacionales.

3.4.3 GIS

GIS es un sistema que tiene la capacidad de mostrar, almacenar, analizar, editar y compartir información geográficamente referenciada. La EEQ dispone de un Sistema GIS que contiene la información de los elementos de las redes de energía eléctrica y la información de las instalaciones cliente-transformador; y utiliza base de datos Oracle 9i.

3.4.4 DMS

Es un grupo de aplicaciones diseñadas para recolectar, organizar y analizar en tiempo real la red de distribución y trabajan en conjunto con CIS y GIS. Mejora la calidad y la confiabilidad del servicio ya que reducen los cortes de energía y minimizan el tiempo de reconexión.

3.4.5 OMS

El Sistema de Gestión de Apagones (OMS) es un software de administración de redes eléctricas que tiene la capacidad de identificar y solucionar cortes de energía. Se maneja con mapas de conexiones del sistema de distribución y trabaja en conjunto con GIS y CIS.

También entre las principales funciones se encuentran:

- Predicción de tiempo de reconexión.
- Almacenamiento de información de cortes.
- Calculo de la cantidad de personal técnico necesario para la reconexión.
- Análisis y predicción de cortes.
- Maneja notificaciones de cortes de AMI y cambios en el estado de SCADA.

3.4.6 SCADA

Es una aplicación software de control que permite supervisar y controlar de forma automática procesos desde la pantalla de un ordenador a través de la comunicación con dispositivos de campo. La EEQ dispone del SCADA SHERPA en 25 subestaciones de distribución-subtransmisión (Pablo Andrés Díaz Alvear).

Dentro de las funciones principales de SCADA se encuentran:

- Control para la modificación del proceso.
- Supervisión para observar desde un computador la evolución de las variables de control.
- Adquisición de datos para recoger, almacenar y procesar la información generada.

3.4.7 CYMDIST

El programa de análisis de redes de distribución eléctrica. Es una herramienta que permite realizar simulaciones de la red de distribución para evaluar los impactos que pueden tener las modificaciones que se hagan sobre la red. También permite realizar varios tipos de análisis en cargas balanceadas o desbalanceadas en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos; que operan en configuración radial, lazo o mallada. El módulo Base de un sistema CyMDIST realiza el análisis de caída de voltajes y flujo de energía, cálculo de fallas de voltaje, balance de carga y estimación de carga (Cornejo, 2014). Entre otras funciones se encuentran el análisis de armónicos y análisis de contingencia. Los sistemas automáticos de la EEQ que manejan datos en tiempo real, envían esta información requerida por el CyMDIST para que pueda realizar los análisis de los eventos de calidad de energía.

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE AMI PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

4.1 Diseño de la red de comunicaciones

4.1.1 Análisis de requerimientos de FAN-NAN y elección de la mejor alternativa de comunicación.

La red FAN-NAN es una red jerárquica de varios niveles compuesta por medidores y colectores de datos; debe poseer capacidades de comunicación de dos vías para el seguimiento de datos de consumo de energía, corte y reconexión. De acuerdo al trabajo de investigación publicado en la IEEE Vision for Smart Grid Communications: 2030 and beyond; la red de comunicaciones FAN-NAN de AMI debe cumplir con las siguientes características (Goel, 2013):

- Velocidad de transmisión de datos: 10 kbps a 100 kbps.
- Latencia: 2s a 15s.
- Confiabilidad: 99% a 99.99%
- Seguridad: Alta
- Rango 500m

También debe cumplir los requerimientos de la capa de acceso al medio descritos en la tabla 8.

Tabla 8**Características y requerimientos para FAN**

Características de FAN	Requerimientos para la tecnología de comunicación	Requerimientos para la capa de acceso al medio.
Rango medio entre los nodos de comunicación	Medio alcance de comunicación.	Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia, radio de comunicación de medio alcance.
Densidad de nodos de comunicación variables es decir alta densidad en áreas urbanas y baja densidad en áreas rurales.	Baja latencia	Alta tasa de transmisiones, baja tasa de error, corta duración de la trama.
Alta fiabilidad	Seguridad	Seguridad en la capa de acceso al medio
Suministrar potencia eléctrica durante cortes de energía.	Redundancia y tolerancia a fallos.	Medio de comunicación confiable (espectro licenciado, baja interferencia).
Prioridades de acceso (los nodos de alta prioridad tiene mejores oportunidades para comunicaciones satisfactorias)	Sistemas de comunicaciones con buenas propiedades de LOS.	Antenas direccionales y otras propiedades amigables de LOS
Manejo de transmisiones simultaneas de gran cantidad de dispositivos.	Habilidad para manejar altos picos de tráfico.	Buen soporte para QoS
Interoperabilidad entre vendedores	El sistema debe ser estandarizado.	Capa de acceso al medio basada en estándares internacionales.

Fuente: (Goel, 2013)

Para sistemas de comunicación inalámbricos o por cable, también se encuentran definidos en la IEEE ciertas propiedades necesarias para cumplir los requerimientos de la capa de acceso al medio mostradas en la tabla 9.

Tabla 9**Requisitos para sistemas inalámbricos y cableados para FAN**

Requerimientos de la red de acceso al medio de FAN	Requerimientos para un sistema alámbrico	Requerimientos para un sistema inalámbrico
Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia	Alto Throughput	Alta eficiencia espectral
Seguridad en la capa de enlace.	Seguridad en la capa de acceso al medio.	Mecanismos de seguridad en la capa de enlace.
Medios de comunicación confiables	-	Requerimientos de alta potencia de transmisión. Usar bandas licenciadas para evitar interferencias.
Antenas direccionales y otras propiedades amigables de LOS.	-	Buen soporte para comunicaciones de LOS, antenas direccionales.
Buen soporte para QoS	Soporte para QoS	Buena calidad de servicio y baja latencia.
Capa de acceso al medio basado en el estándar internacional	Capa de acceso al medio estandarizada	Tecnología estandarizada.

Fuente: (Goel, 2013)

Una vez analizados los requerimientos de la capa de acceso de FAN, se concluye que PLC y fibra óptica son tecnologías cableadas adecuadas, mientras que Wi-Fi, ZigBee, WiMAX y LTE son tecnologías adecuadas para medios inalámbricos.

La selección para la mejor alternativa de comunicación depende de los requerimientos funcionales descritos y también de la superficie terrenal sobre la que se va a asentar la red (García Hernández, 2010).

A continuación, en la tabla 10, se describen las reglas de diseño de la red FAN-NAN de acuerdo al entorno del sitio donde se van a instalar los medidores inteligentes.

Tabla 10

Tipos de entorno para la implementación de AMI

Factor de influencia	Selección
Zonas industriales	Solo existen unos cuantos usuarios dentro de un área industrial, por lo tanto el uso de soluciones cableadas puede resultar costoso. PLC no puede garantizar una comunicación normal si los medidores se encuentran lejos de los transformadores. El costo de ZigBee y RF es muy alto y no pueden garantizar una comunicación estable, ya que los medidores son distantes unos con otros. Para este escenario es ideal el uso de GPRS.
Zonas con hogares dispersos	Cuando los hogares se encuentran muy distantes unos con otros, las comunicaciones wireless pueden ser utilizadas. ZigBee y RF puede ser usada para comunicaciones de cortas distancias, y GPRS para largas distancias.
Áreas de alta densidad con instalación de medidores centralizada	Los medidores deben ser instalados de forma centralizada. WiFi y ZigBee pueden ser usadas para comunicaciones de cortas distancias. Y PLC puede ser usada para medianas distancias y no requiere cableado por lo que reduce significativamente el costo.
Áreas de alta densidad con instalación de medidores dispersos	Los medidores están instalados distantemente y por ende es difícil usar cableado. Los medidores pueden usar PLC para comunicaciones en cortas distancias ya que la calidad de la señal de PLC es baja para largas distancias.

Fuente: (Huawei, 2015)

La mayor parte del área de concesión de la EEQ está compuesta por áreas de alta densidad de instalación de medidores dispersos y áreas de alta densidad con instalación de medidores centralizada (EEQ, 2014); también existen en menor cantidad zonas con hogares dispersos. Y según las recomendaciones de tecnologías de comunicación de Huawei, las mejores opciones de comunicación para estas zonas es WiFi, ZigBee, PLC y GPRS.

PLC al ser una tecnología que utiliza las redes eléctricas para transmitir información, se enfrenta a varios inconvenientes que deterioran su desempeño. El principal problema que enfrenta PLC son los altos niveles de ruido de las instalaciones eléctricas en mal estado, como por ejemplo que no se encuentra debidamente aislada o tiene empalmes. También otro problema importante es que las señales de PLC solo funcionan en la última milla, es decir desde el transformador hasta el hogar, esto hace que sea necesario utilizar una unidad de acondicionamiento en cada transformador, y cuanto menor sea el número de medidores conectados a un transformador, más se elevarán los costos de implementación. Para el caso de la EEQ se conectan un total de 50 a 70 usuarios por cada transformador, lo cual es una cantidad muy baja si se compara con Europa que conecta 150 medidores por transformador (Vite, 2013).

Los sistemas wireless proveen una buena opción costo-beneficio ya que son confiables y permiten escalabilidad. Como se estudió anteriormente la mayoría de países que han implementado AMI, eligieron una solución Wireless para FAN-NAN por la escalabilidad. WiMAX y LTE son redes con un elevado ancho de banda, por esta razón sería una buena alternativa para AMI pero estas redes estarían sobredimensionadas porque AMI requiere un ancho de banda muy pequeño.

Por lo tanto ZigBee y WiFi serían las mejores alternativas de comunicación, ya que cumplen con todas las características de capa de acceso al medio, son redes fiables de fácil despliegue y configuración y

funcionan en los diferentes tipos de entorno que tiene el área de concesión de la EEQ.

Otros puntos importantes que se deben considerar para la selección de la mejor alternativa de comunicación son las experiencias internacionales de la implementación de AMI. La solución tecnológica comúnmente utilizada para FAN-NAN son las RF mesh.

Para el diseño de FAN-NAN del presente trabajo de investigación se utilizará la tecnología RF mesh que adopta el protocolo ZigBee. Aun que ZigBee posee una baja tasa de transferencia de 250Kbps a 2.4GHz y con una distancia de transferencia máxima de 100m esto resulta suficiente para el uso en las redes FAN-NAN (ZigBee Smart Energy - ZigBee Alliance, 2014).

4.1.2 Diseño de FAN-NAN

Como se puede observar en la figura 15, la topología de RF mesh comunica varios medidores inteligentes entre si y únicamente los nodos más cercanos al colector de datos se comunican directamente con este, cuenta con protocolos de enrutamiento que permita transmitir la información hasta el destino con el mínimo número de saltos.



Figura 15 Topología RFmesh

Fuente: (Goel, 2013)

Como se puede observar los colectores de datos se encuentran ubicados en los postes que contienen el transformador de distribución. Actualmente el número de hogares servidos por los transformadores de distribución de la EEQ es de 50 a 70 usuarios por transformador, esto depende de la cantidad de potencia que necesiten los clientes conectados a un solo transformador (Diana Yaguana, 2010).

Los postes que utiliza la EEQ son de hormigón armado, normalmente tienen una altura de 10 y 12 metros, y en condiciones especiales se utiliza postes de 14, 16 y 18 metros (EEQ, 2014).

Como se especificó anteriormente, los colectores de datos se encuentran ubicados en los postes junto a los transformadores de distribución. Por lo tanto para el diseño se asume que el colector de datos se encontrará a una altura de 10m.

Las redes Smart Energy de ZigBee aplicados en AMI pueden incluir nodos ZigBee 2007 y ZigBee 2007 Pro que deben ser certificados en ZigBee Compliant Platform (ZCP) (ZigBee Smart Energy - ZigBee Alliance, 2014). Se recomienda que la mayor parte de los nodos de la red pertenezcan a uno de estos perfiles para garantizar un desempeño consistente. Las redes

Smart Energy no deben interactuar con un usuario de la HAN al menos que un dispositivo realice un puente a nivel de aplicación entre las dos redes (Ye Yan, 2012).

Deben cumplir con ciertas características descritas a continuación:

En estado normal de operación, los dispositivos finales ZigBee deben realizar polling una vez cada 7.5 segundos al menos que el dispositivo se encuentre bajo las siguientes condiciones:

- El dispositivo ZigBee debe realizar polling con mayor frecuencia durante el comisionamiento, mantenimiento de la red, estados de alarmas, o por cortos periodos después de la haber transmitido un mensaje para esperar los ACKs pero después deben regresar a la frecuencia de polling normal.
- Es recomendado que los dispositivos finales realicen polling con una frecuencia mucho mayor que 7.5 segundos, especialmente cuando el dispositivo se comunique debido a una interacción del usuario.

4.1.3 Simulación mediante la herramienta Network Simulator NS2

La siguiente simulación es un demo de la red FAN-NAN que permite evaluar el desempeño de la red ZigBee de medidores inteligentes. La topología de la red simulada consiste en cincuenta nodos ZigBee ubicados en posiciones aleatorias, separados entre ellos alrededor de 50 a 100 metros como se muestra en la figura 16. El colector (nodo 49 color azul) concentra los datos enviados por cada uno de los nodos.

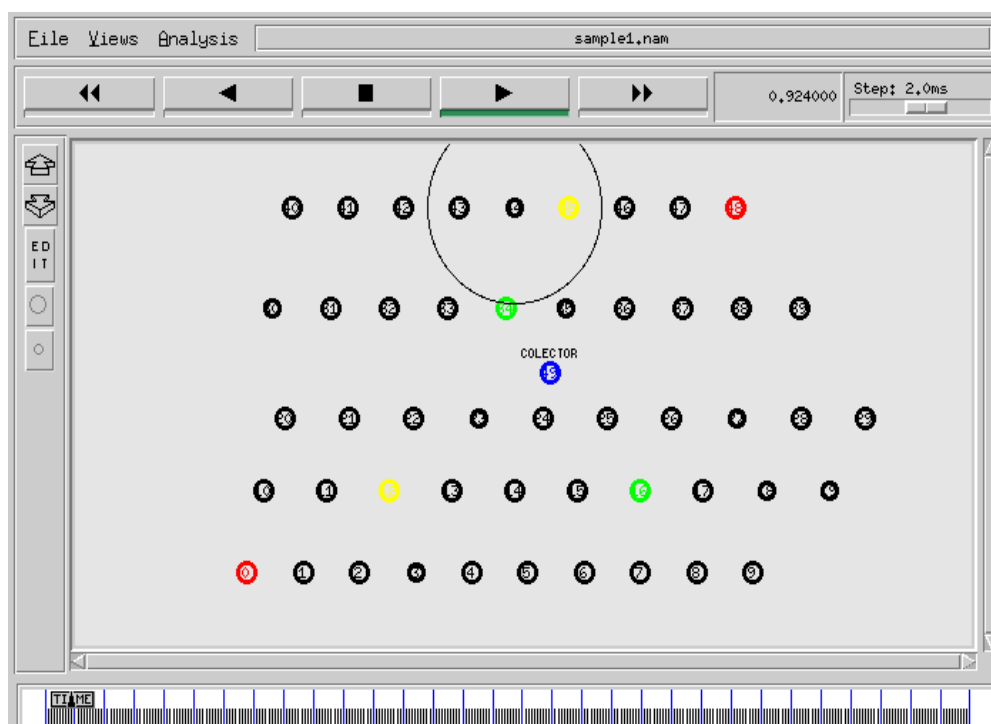


Figura 16 Topología de una RF mesh Zigbee en la interfaz gráfica del Network Simulator 2.

Parámetros de Simulación

Para realizar la simulación es necesario definir los parámetros correspondientes a la potencia de transmisión, el alcance de recepción, ganancia de transmisión y recepción. La frecuencia de operación es de 2.4GHz, modelo de transmisión de dos rayos y distancia de 500m. Los valores mostrados a continuación fueron tomados de las especificaciones técnicas de los módulos Xbee SE.

```

Phy/WirelessPhy set CPTresh_ 10.0
Phy/WirelessPhy set CSTresh_ 5.94255e-12
Phy/WirelessPhy set RXThresh_ 5.94255e-12
#Potencia de Tx
Phy/WirelessPhy set Pt_ 0.2818
#Frecuencia de Operación
Phy/WirelessPhy set freq_ 2.4e+9
#Perdidas del sistema
Phy/WirelessPhy set L_ 1.0
#Ganancia de antenas de Tx y Rx
Antenna/OmniAntenna set Gt_ 9
Antenna/OmniAntenna set Gr_ 9

```

CPTresh es un valor entero que hace referencia a la captura de paquetes, si se reciben 2 paquetes, y uno de ellos se recibe con una intensidad 10 veces mayor al otro, entonces ese será el paquete recibido, y el otro paquete será descartado. CSTresh es la sensibilidad del receptor y se encuentra expresado en mili vatios. RXThresh se refiere al umbral de recepción, es decir, una señal menor a 5.94×10^{-12} no será recibida.

También se definen los otros parámetros base de la simulación como: tipo de canal, modelo de propagación, tipo de interfaz, protocolo de capa MAC, tipo de interfaz de las colas, cantidad de nodos, protocolo de enrutamiento, dimensionamiento del área de simulación, duración de la simulación.

```

set val(netif)      Phy/WirelessPhy/802_15_4  ;# Interfaz dentro del estandar 802.15.4 (Zigbee)
set val(mac)        Mac/802_15_4           ;# Subcapa MAC dentro del estandar 802.15.4
set val(ifq)        Queue/DropTail/PriQueue ;# Tipo de interfaz para las colas
set val(ll)         LL                      ;# Link layer
set val(ant)        Antenna/OmniAntenna    ;# Antena Omnidireccional
set val(ifqlen)     50                     ;# Máximo de paquetes en la interfaz para colas
set val(nn)         50                     ;# Número de nodos
set val(rp)         DSDV                   ;# Protocolo de Enrutamientos
set val(x)          500                    ;# Dimensión en X para el área en el que se ubicaran los nodos
set val(y)          500                    ;# Dimensión en Y para el área en el que se ubicaran los nodos
set val(stop)       31.0                   ;# Tiempo en el que se finaliza la simulación

```

Como se puede observar, el canal de propagación es inalámbrico, se utiliza un modelo de propagación de dos rayos, se tiene 50 nodos con antenas omnidireccionales, la interfaz de red y la subcapa MAC se encuentra dentro del estándar 802.15.4.

Para asignar la posición que van a tener los nodos dentro del área de simulación, se definen las coordenadas en x, y, y z para cada uno de los nodos.

Definición del nodo colector:

```
set node_(49) [$ns node]
$node_(49) label "COLECTOR"
$node_(49) set X_ 460
$node_(49) set Y_ 275
$node_(49) set Z_ 10
```

Definición del resto de nodos:

Vx y Fx definen el valor inicial y la variación de la posición respectivamente. Se toman 10 nodos por cada fila a excepción de la última que tiene únicamente 9 nodos.

```
set vx 68
set fx 25
for {set j 0} {$j < 10} {incr j} {
set node_($j) [$ns node]
$node_($j) color black
#Se crea un objeto del tipo nodo
set fx [expr $fx+$vx]
$node_($j) set X_ $fx
$node_($j) set Y_ 55
$node_($j) set Z_ 2
}

set vx 76
set fx 37
for {set j 10} {$j < 20} {incr j} {
set node_($j) [$ns node]
$node_($j) color black
#Se crea un objeto del tipo nodo
set fx [expr $fx+$vx]
$node_($j) set X_ $fx
$node_($j) set Y_ 145
$node_($j) set Z_ 2
}
```



```

set vx 78
set fx 61
for {set j 20} {$j < 30} {incr j} {
set node_($j) [$ns node]
$node_($j) color black
#Se crea un objeto del tipo nodo
set fx [expr $fx+$vx]
$node_($j) set X_ $fx
$node_($j) set Y_ 225
$node_($j) set Z_ 2
}

```

```

set vx 71
set fx 52
for {set j 30} {$j < 40} {incr j} {
set node_($j) [$ns node]
$node_($j) color black
#Se crea un objeto del tipo nodo
set fx [expr $fx+$vx]
$node_($j) set X_ $fx
$node_($j) set Y_ 345
$node_($j) set Z_ 2
}

```

```

set vx 67
set fx 81
for {set j 40} {$j < 49} {incr j} {
set node_($j) [$ns node]
$node_($j) color black
#Se crea un objeto del tipo nodo
set fx [expr $fx+$vx]
$node_($j) set X_ $fx
$node_($j) set Y_ 455
$node_($j) set Z_ 2
}

```

Una vez definidos la posición de los nodos y los parámetros de comunicaciones se debe configurar los enlaces entre cada uno de los nodos, con el colector. Para lograr esto, se vincula el agente de recepción con el nodo correspondiente (colector).

```
$ns attach-agent $node_(49) $null
```

Entre el nodo 0 y el nodo 49 se define un agente de transporte para el envío de los datos, se usa el protocolo UDP; para proceder a vincular el agente creado con el nodo correspondiente.

```
set udp_($j) [new Agent/UDP]
$ns attach-agent $node_($j) $udp_($j)
$ns connect $udp_($j) $null
```

Para la definición de las aplicaciones de transmisión se define el tipo de aplicación que transmitirá la información sobre el enlace UDP creado y se vincula la aplicación con el agente. Y también se define el tamaño de los paquetes y el intervalo de envío de los mismos.

```
for {set j 0} {$j < 49} {incr j} {
set cbr_($j) [new Application/Traffic/CBR]
$cbr_($j) attach-agent $udp_($j)
$cbr_($j) set packetSize_ 256
$cbr_($j) set interval_ 0.1
}
```

4.1.4 Análisis de resultados.

Para el análisis de los resultados, se utilizaron parámetros típicos para medir el desempeño de la red, los cuales son el throughput, packet delivery ratio y end to end delay (Wang, 2012) entre 4 nodos aleatorios y el nodo colector.

- El throughput esta definido como la cantidad de datos por unidad de tiempo que se entregan a traves de una red de telecomunicaciones, y se lo mide en bits por segundo (bps) (Avila, 2007).

$$\text{Throughput} = \frac{\text{número de bits}}{\text{unidad de tiempo}} \quad (1)$$

- Packet delivery ratio se refiere a la relación de paquetes que fueron satisfactoriamente recibidos por el destino, comparado con el número de paquetes que han sido enviados por el origen (Avila, 2007). Se lo mide en porcentaje.

$$PDR = \frac{\sum \text{Paquetes recibidos}}{\sum \text{Paquetes enviados}} \quad (2)$$

- End to end delay es el tiempo promedio que le toma a un paquete de datos alcanzar el destino (Wang, 2012).

$$\text{Delay} = \frac{\sum (\text{tiempo de llegada de paquete} - \text{tiempo de envío})}{\sum \text{numero de conexiones}} \quad (3)$$

Analisis de Troughput

Como se puede observar en los resultados mostrados en la figura 17, el throughput de los nodos se estabiliza entre 100 y 200 kbps a los dos segundos de iniciada la transmisión, que es un valor que acerca mucho al throughput teórico de ZigBee de 250kbps. Por lo que se puede calificar que la red tiene un alto desempeño si los nodos se encuentran a distancias menores de 500m del colector.



Figura 17 Resultados de throughput

Análisis de Retardo

El retardo obtenido de los 4 nodos se encuentra por debajo de los 500ms, lo cual demuestra que la red tiene un retardo aceptable para la transmisión de datos. Las posibles causas del retardo incluyen todos los

posibles retardos causados por buffering durante el descubrimiento de rutas, y el encolamiento (Wang, 2012).

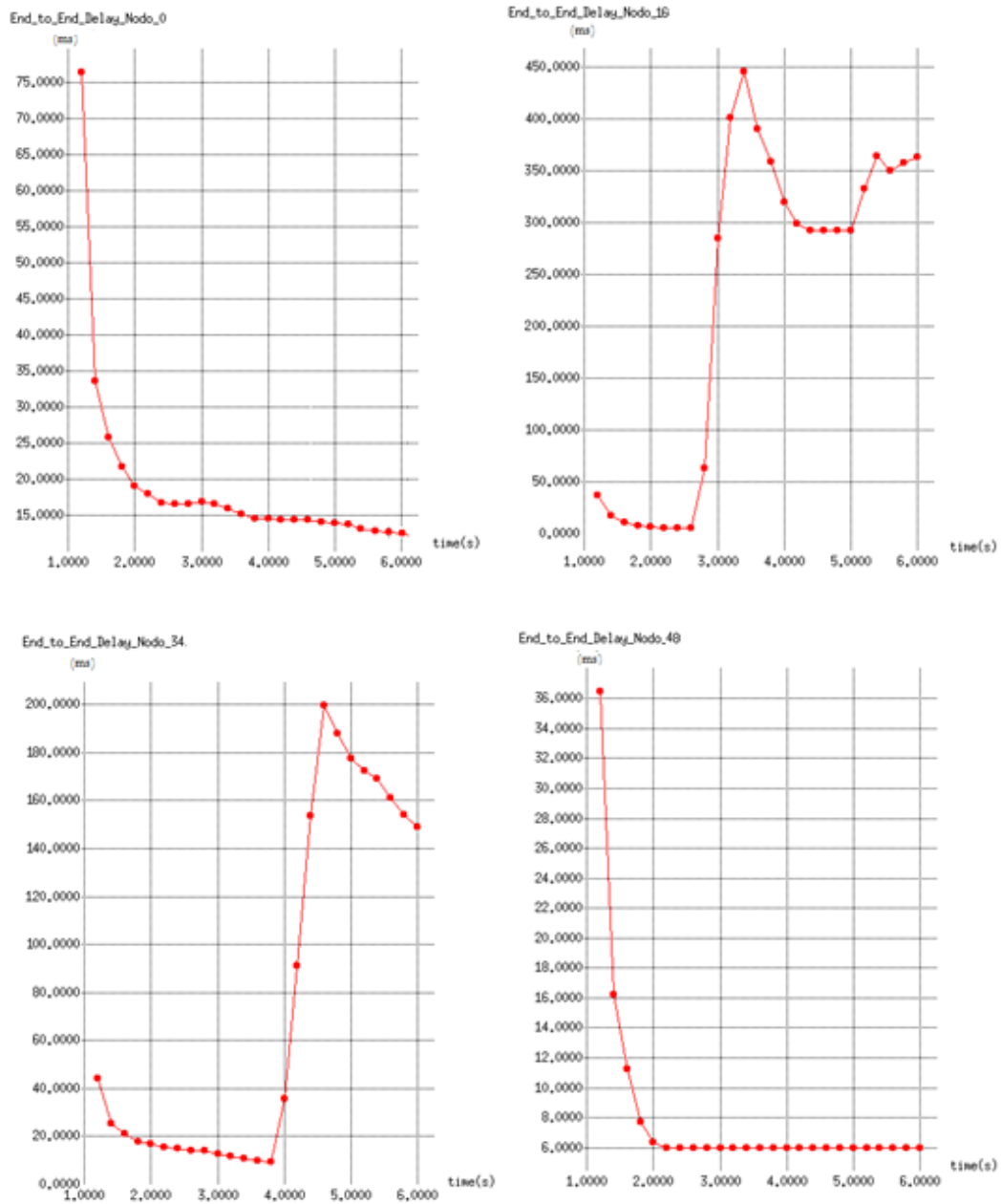


Figura 18 Resultados de retardo

Análisis de Packet delivery ratio

La relación entre la cantidad de paquetes entregados por el origen y la cantidad de paquetes recibidos en el destino se encuentra entre el 10% y el 50% lo que indica que existe una cantidad de paquetes perdidos aceptable en la comunicación de cada uno de los nodos con el colector (Wang, 2012).

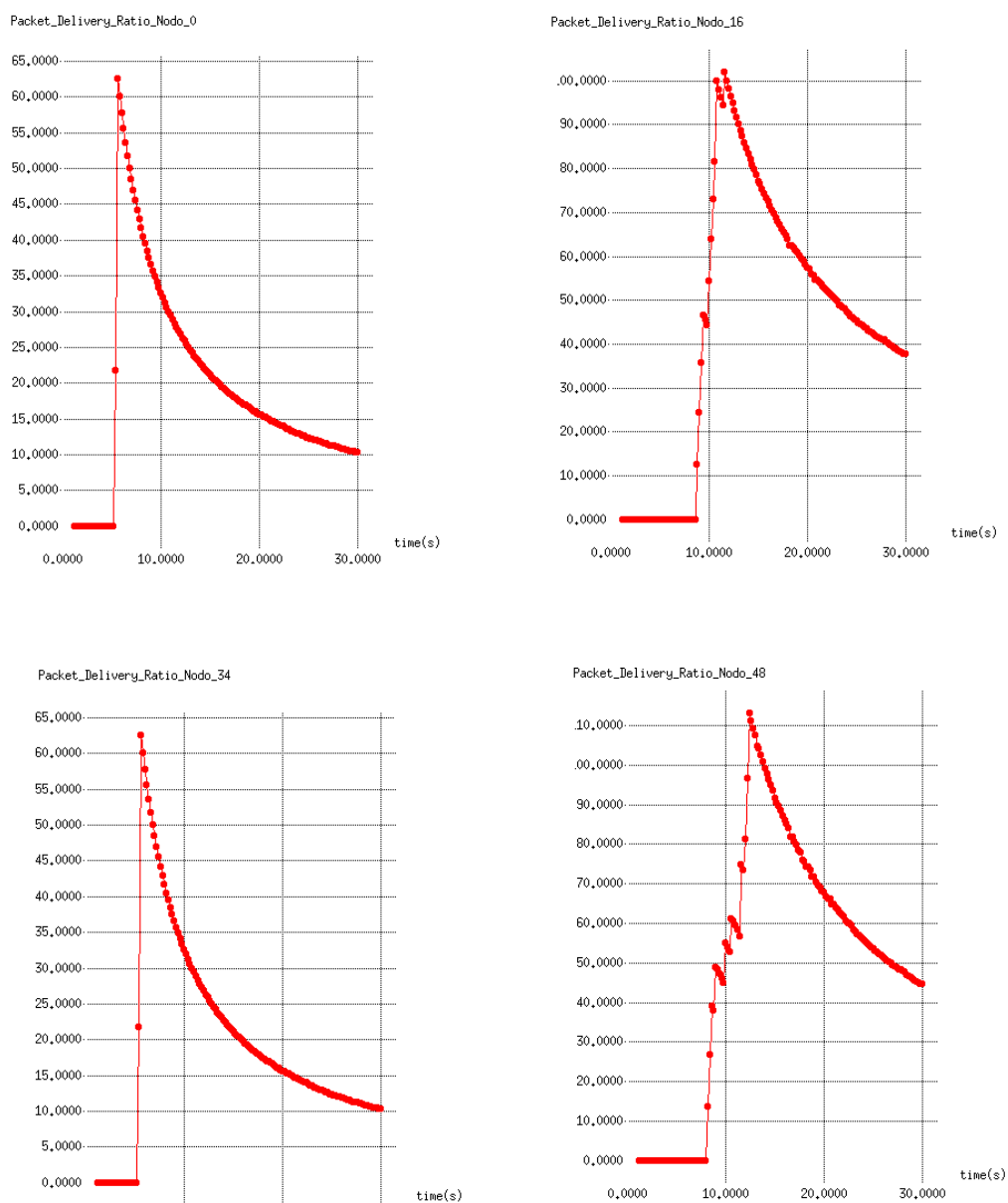


Figura 19 Resultados de Packet delivery ratio

Una vez que se han analizado los datos resultantes de la simulación se puede decir que ZigBee tiene un alto throughput, bajo retardo y una buena relación de packet delivery ratio lo cual indica que la red tiene un buen desempeño en la transmisión de paquetes y cumple los requerimientos de FAN-NAN para AMI.

4.1.5 Análisis de requerimientos de WAN y elección de la mejor alternativa de comunicación.

Para el escenario de WAN la tecnología usada debe tener ciertas características, tales como un largo alcance de comunicación, las cuales tienen impacto sobre los requisitos de la capa de acceso al medio. En la tabla 11 se describen las características y requerimientos de la WAN para AMI.

Tabla 11

Características y requerimientos para WAN

Requerimientos de WAN	Requerimientos de la tecnología de comunicación	Requerimientos de la capa de acceso al medio.
Larga distancia entre nodos de comunicación	Amplio rango de comunicación.	Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia y radio de comunicación de largo alcance.
Tiempos bajos para transmitir información	Baja latencia.	Alta velocidad de datos, baja tasa de error, corta duración de la trama.
Confidencialidad en el intercambio de información	Seguridad	Seguridad en la capa de enlace.
Altos estándares de confiabilidad	Redundancia	Medios de comunicación confiables, es decir espectro licenciado y baja interferencia.
Diferentes requerimientos de calidad de servicio	-	Buen soporte para QoS
Conectar nodos donde la cantidad de nodos pueden variar significativamente en diferentes áreas geográficas	La topología de la red variación en la densidad de nodos.	Soporte de nodos de transmisión para atender a los nodos en regiones geográficamente distantes.
Interoperabilidad	El sistema debe estar basado en el standard interno	Capa de acceso al medio basado en el estándar internacional.

Fuente: (Goel, 2013)

Para sistemas de comunicación inalámbricos o por cable, también se encuentran definidos por la IEEE ciertas propiedades necesarias para cumplir los requerimientos de la capa de acceso al medio mostradas en la tabla 12.

Tabla 12**Requisitos para sistemas inalámbricos y cableados para WAN**

Requerimientos de la capa de acceso al medio de WAN	Requerimiento para un sistema cableado	Requerimientos para un sistema inalámbrico.
Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia, y radio de comunicación de largo alcance.	Comunicación cableada de larga distancia como fibra óptica.	Bandas de frecuencia con bajas pérdidas de propagación.
Alta tasa de transmisión, baja tasa de error, corta duración de la trama.	Alto throughput	Alta eficiencia espectral
Seguridad en la capa de enlace.	Capa de acceso al medio segura.	Mecanismos de seguridad de la capa de enlace.
Medios de comunicación fiables. Ejemplo espectro licenciado y baja interferencia.	-	Transmitir con potencias altas y trabajar con bandas licenciadas para evitar interferencia.
Antenas direccionales y otras propiedades amigables de LOS.	-	Buen soporte para comunicaciones de LOS, antenas direccionales.
Buen soporte para QoS	Soporte para QoS	Buena calidad de servicio y baja latencia.
Capa de acceso al medio basado en el estándar internacional	Capa de acceso al medio estandarizada	Tecnología estandarizada.

Fuente: (Goel, 2013).

Basados en los requerimientos de la capa de acceso al medio mencionados, la fibra óptica es la tecnología más adecuada para redes WAN ya que cumple todas las características para un medio cableado. Para comunicaciones inalámbricas las mejores opciones serían WiMAX, GPRS y LTE.

La EEQ actualmente posee una red de fibra óptica que comunica las subestaciones eléctricas y agencias a lo largo de toda el área de concesión.

Por esta razón la mejor alternativa de comunicación para WAN es la red existente MPLS de la EEQ. Para tener una alta disponibilidad de la red se necesita una red de back up que podría ser la red existente GPRS o LTE de una de las empresas de telefonía móvil del Ecuador.

4.2 Interoperabilidad de AMI con Sistemas y Subsistemas de la Empresa Eléctrica Quito

A pesar de que cada sistema o aplicación de gestión de las redes eléctricas, tiene una funcionalidad específica, muchas de ellas comparten una misma información de entrada, es decir que la información generada de una determinada aplicación en ocasiones sirve como información de entrada de otra aplicación (Cornejo, 2014).

Los Sistemas Empresariales que disponen las Distribuidoras de Energía Eléctrica del país necesitan trabajar en conjunto para intercambiar información entre ellos. Es por eso que necesitan seguir el estándar CIM para que se logre la conexión entre distintas aplicaciones y permita el intercambio de datos a través del Bus de Servicios Empresariales ESB.

El modelo CIM que se enfoca a las redes de distribución, se define dentro de la norma IEC 61968. La IEC también define un formato estándar CIM/XML para el intercambio de grandes cantidades de información entre diferentes aplicaciones.

En la figura 20 se muestra el flujo de información que existe entre sistemas interconectados.

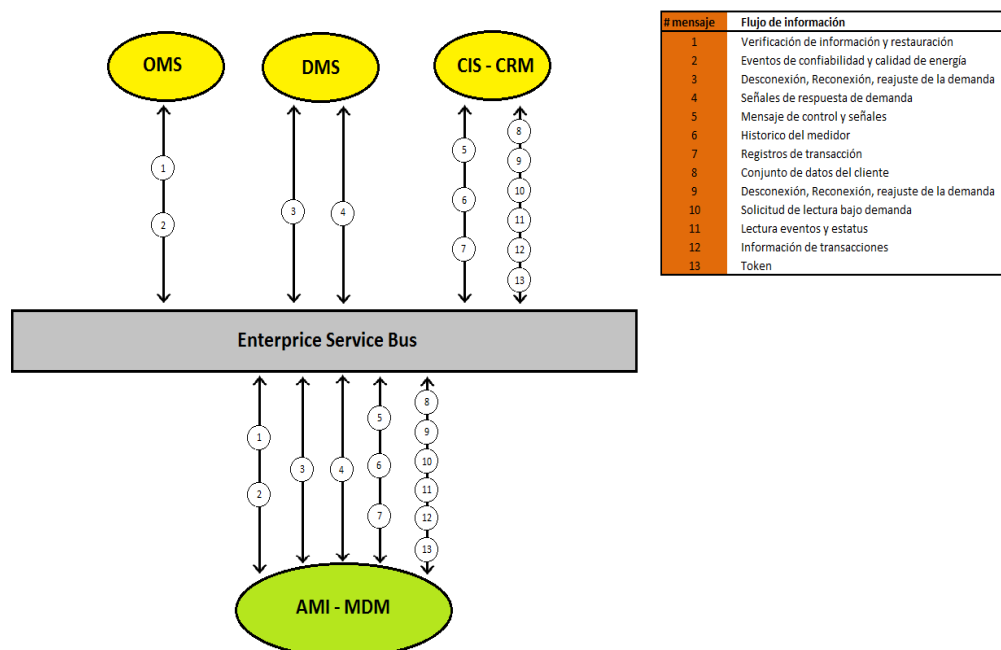


Figura 20 Interoperabilidad según la IEC61968-9

Fuente: (IEC61968-9, 2015)

4.2.1 Casos de uso Basados en la Norma IEC61968-9

Una vez realizada la interconexión de los sistemas empresariales, se debe garantizar la aplicación de los casos de uso descritos en la Norma IEC61968-9. Un caso de uso se define como el intercambio de mensajes entre AMI y otros sistemas para llevar a cabo un proceso.

A continuación se describen los casos de uso de la norma IEC61968-9 descritos en diagramas de flujo de los principales procesos que realiza AMI.

Detección de corte

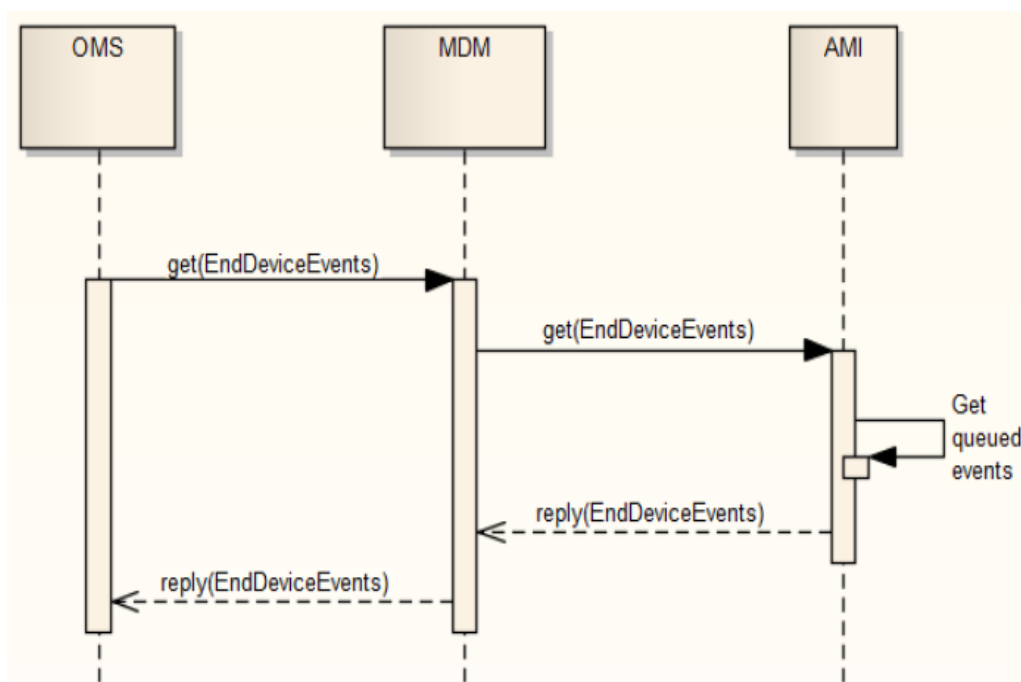


Figura 21 Intercambio de mensajes de solicitud / respuesta de detección de apagones

Fuente: (IEC61968-9, 2015)

En la actualidad las Empresas de Distribución Eléctrica depende de las llamadas de los usuarios para identificar la localización del corte. Pero con los sistemas AMI se puede proveer otro tipo de medios para la identificación la localización del problema. Es posible para AMI detectar si se ha perdido el contacto con algún Smart meter por medio de *EndDeviceEvent*, este mensaje es de uso potencial del OMS. Es importante saber que la pérdida de comunicación con un medidor inteligente no siempre está relacionada con un apagón.

Los *EndDeviceEvent* pueden indicar la condiciones de interés en el algunos casos pueden ser apagones. El Sistema de Gestión de Apagones OMS agrupa varios eventos dentro de un solo apagón. En ciertos despliegues, la pregunta de detección de apagones del OMS lo puede realizar directamente a los Sistemas AMI.

Eventos de estado del medidor

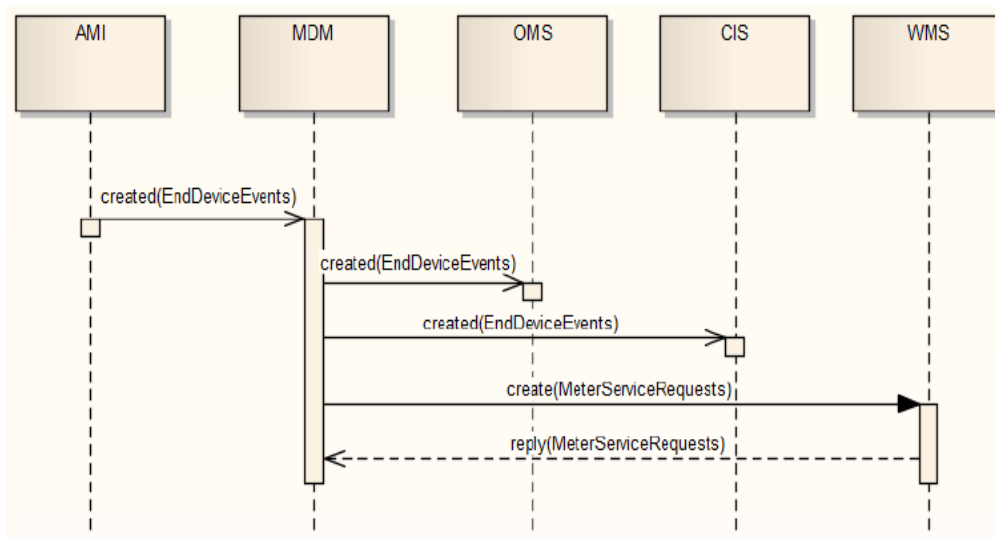


Figura 22 Intercambio de eventos del estado del medidor

Fuente: (IEC61968-9, 2015)

Algunos tipos de medidores pueden generar eventos de estado, los cuales pueden ser usados para identificar problemas con el hardware, conexiones o configuraciones del medidor. Las alarmas incluyen alarmas de diagnóstico, sabotaje u otras condiciones inusuales. La mayor parte de alarmas requieren visita al sitio, por lo tanto se crean *MeterServiceRequest*. Los mensajes de eventos del estado del medidor son enviados a través de los mensajes *EndDeviceEvent*.

Eventos de calidad de la Energía

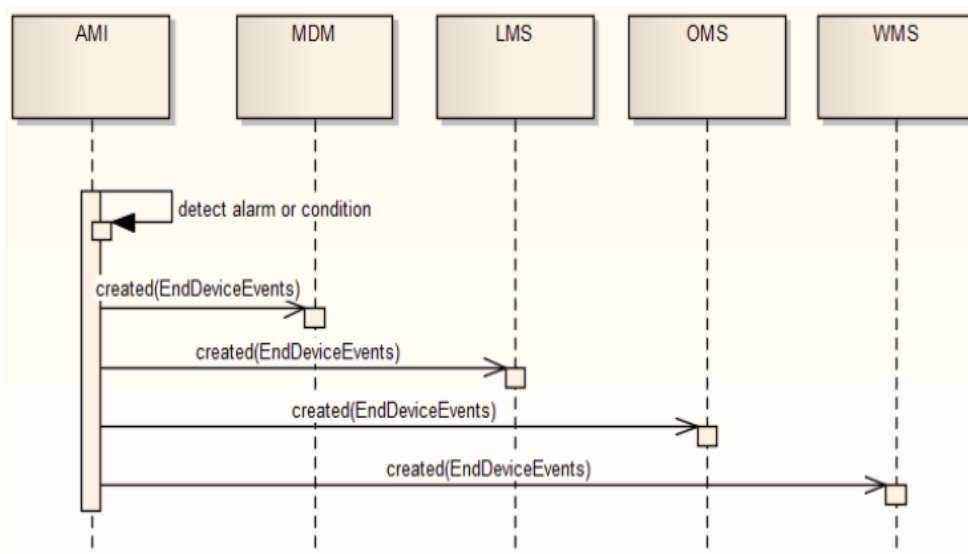


Figura 23 Intercambio de eventos de la calidad de la energía

Fuente: (IEC61968-9, 2015)

Los medidores inteligentes recolectan información acerca de la calidad de la energía que incluyen eventos momentáneos de interrupción, eventos de interrupción sostenida, eventos de baja o alta tensión y eventos de alta distorsión. Esta información puede ser utilizada para análisis de cortes, programación de mantenimientos o planificación de capacidades. Los eventos de calidad de la energía son un subtipo de *EndDeviceEvent*.

Lectura manual de medidores

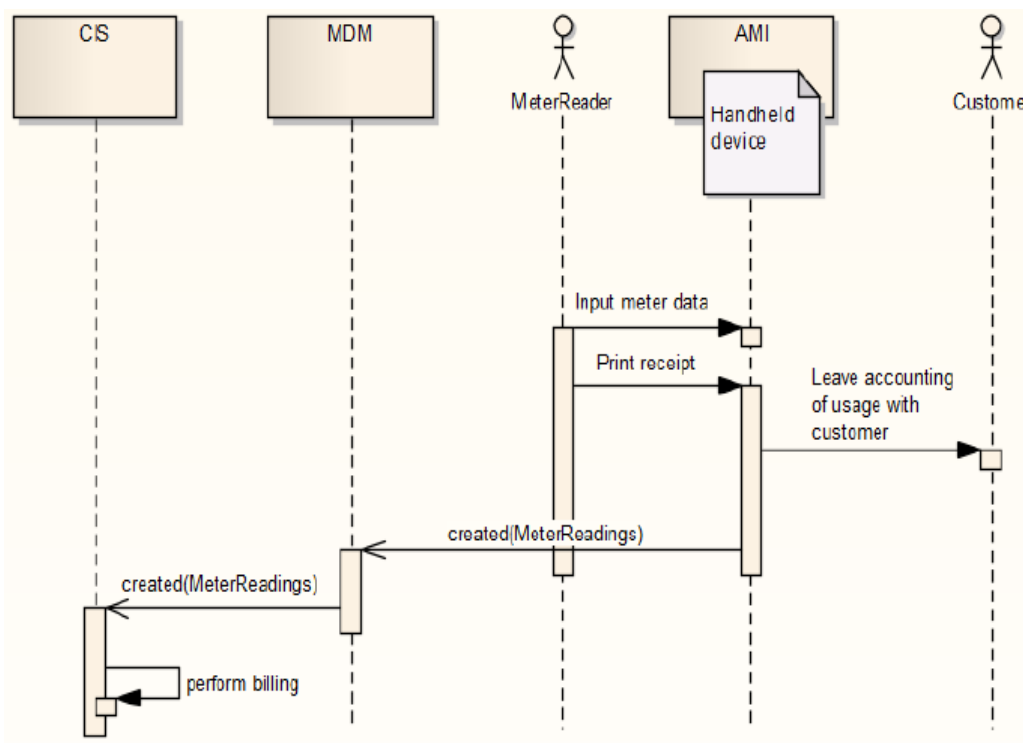


Figura 24 Intercambio de mensajes en la lectura manual de medidores

Fuente: (IEC61968-9, 2015)

La lectura de medidores puede ser obtenida manualmente por lector de medidor. Un lector de medidores ingresa los datos que se mostraron en el panel del medidor en un dispositivo portátil.

Un lector de medidores también puede presentar al cliente una cuenta de la lectura; esta cuenta no representa una factura. La facturación es normalmente generada por el CIS aun en el caso de lectura manual. Al final del día de trabajo, todos los datos almacenados en el dispositivo portátil son enviados al MDM. El MDM envía un mensaje al CIS informándole la creación de un *MeterReading*.

Lectura de medidores bajo demanda

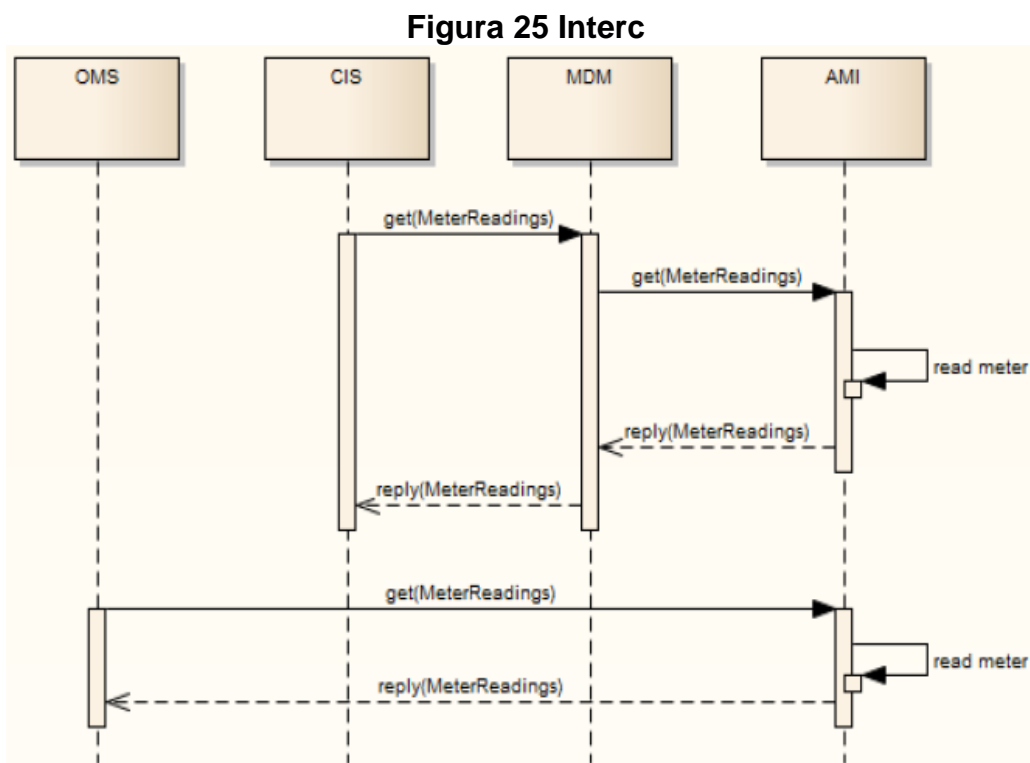


Figura 25 Intercambio de mensajes para la lectura de medidores bajo demanda

Fuente: (IEC61968-9, 2015)

La lectura de medidores bajo demanda es emitida por AMI a los medidores deseados para consultas de facturación, verificación de corte, verificación de reconexión y otros fines comerciales.

Ciertos sistemas pueden solicitar la lectura de medidores, como por ejemplo el CIS para recolectar determinantes de facturación, el OMS para verificar si un cliente está afectado por un corte o para saber si el corte ha sido finalizado, o también puede ser iniciada directamente por AMI.

Conexión y desconexión del medidor

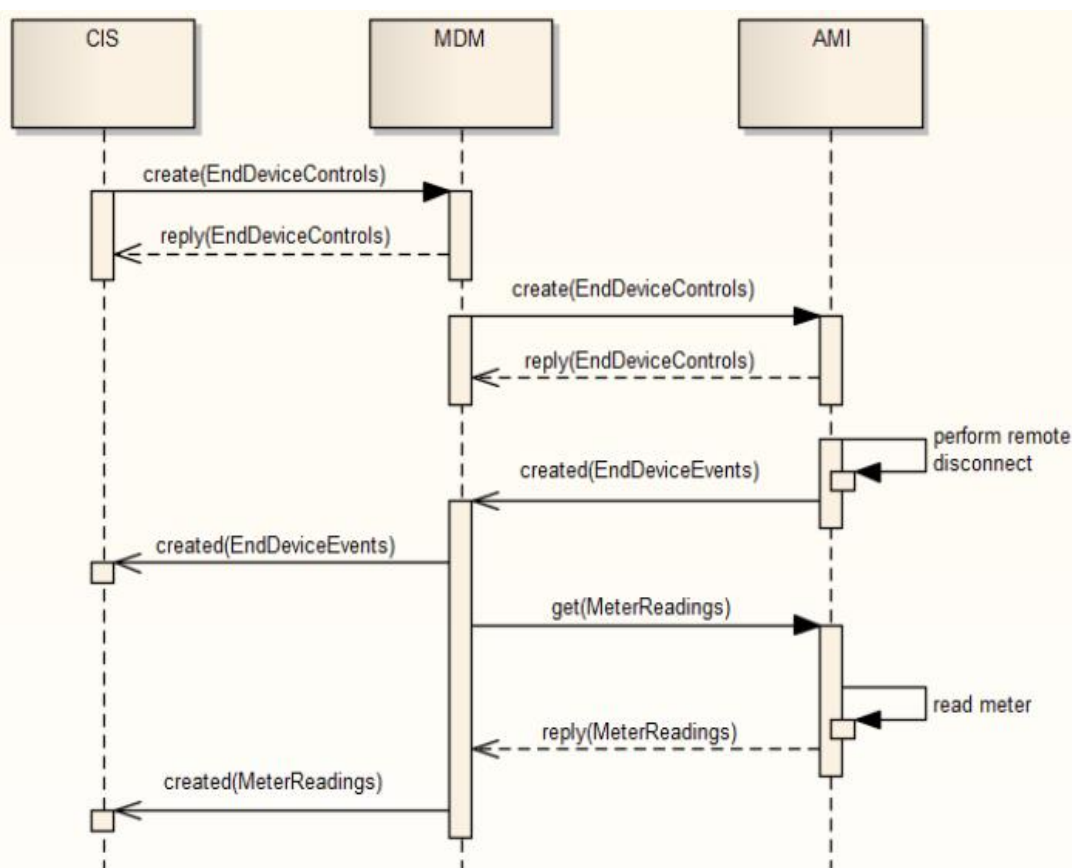


Figura 26 Intercambio de mensajes para corte y reconexión del medidor

Fuente: (IEC61968-9, 2015)

Por varias razones como por ejemplo, falta de pago, puede ser necesario desconectar o reconectar a un cliente. Cuando se desconecta, el uso registrado debe ser cero. Cuando no es posible realizar el corte o reconexión remotamente por AMI, una solicitud de lectura de medidor es emitida para realizar el corte o reconexión manualmente.

4.3 Diseño de Seguridad y Ciberseguridad para AMI.

El diseño de un Sistema AMI va cogido de la mano con un diseño de seguridad y ciberseguridad en las que se describan las políticas de seguridad de AMI que garanticen la supervivencia de los sistemas, protección de los servicios de ataques maliciosos, disponibilidad, integridad, confidencialidad de los datos del sistema y de los usuarios.

La ciberseguridad surge como un desafío global como consecuencia del desarrollo exponencial de la tecnología; según la ITU “es un conjunto de herramientas, políticas, conceptos de seguridad, salvaguardas de seguridad, directrices, métodos de gestión de riesgos, acciones, formación, prácticas idóneas, seguros y tecnologías que puedan utilizarse para proteger los activos de la organización y los usuarios en el ciberentorno. La ciberseguridad garantiza que los activos de la organización alcancen y mantengan las propiedades de seguridad. Los activos de la organización son: los dispositivos informáticos conectados, los usuarios, los servicios, los sistemas de comunicaciones, y la totalidad de la información transmitida en el ciberentorno.”

Existen varios tipos de estándares de ciberseguridad, entre los principales se encuentran: AMI-SEC, NIST, NERC, EGSI, ISO 27000. Los cuales garantizan que la seguridad de la información es gestionada correctamente de extremo a extremo para AMI.

En la tabla 13 se enumeran algunos de los procesos más importantes de AMI en los que se debe implementar ciberseguridad.

Tabla 13

Tipo de seguridad para ciertos procesos de AMI

Proceso	Tipo de seguridad
<ul style="list-style-type: none"> • Lectura de medidores. • Facturación. • Validación de lectura de medidores. 	Privacidad y confidencialidad de los datos del cliente e integridad de los datos de medición.
<ul style="list-style-type: none"> • Establecer servicio. • Finalizar servicio. 	Integridad de la señal, confidencialidad, disponibilidad del servicio de corte y reconexión.
<ul style="list-style-type: none"> • Manejo del consumo y la demanda de energía. 	Confidencialidad y control de acceso en los equipos de usuarios, integridad en el control de mensajes y del contenido del mensaje.
<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de la calidad de la energía. • Optimización de redes de distribución. 	Integridad y confidencialidad de los datos del sistema. Disponibilidad de datos del sistema.

Fuente: (Brunschwiler, 2013).

4.3.1 Seguridad para MDM y otros componentes AMI

En los componentes de los sistemas MDM y AMI se deberá emplear políticas de autenticación que estén alineados a los requerimientos de las leyes aplicables y órdenes ejecutivas y directivas; las cuales se describen a continuación.

- Las fallas en el módulo de autenticación no deberán repercutir en el rendimiento del sistema o pérdidas de servicio.
- Los sistemas que tienen influencia en el rendimiento global deberán proveer protección contra fallas accidentales en el caso de error de la autenticación primaria.
- El sistema no deberá caer en un estado abierto sin protección.

- Los dispositivos de AMI y MDM que soportan claves deberán hacer cumplir un nivel de complejidad para la autenticación basados en la criticidad del sistema.
- Los componentes deberán notificar a los usuarios ingresos exitosos, fecha y hora del último ingreso y número de intentos fallidos.
- Los dispositivos deberán limitar el número de intentos de acceso consecutivos fallidos por usuario.
- Los sistemas AMI y MDM que son usados para tareas de operación y mantenimiento deberán finalizar la sesión del usuario después de un tiempo determinado de inactividad.

Para operación y mantenimiento del sistema AMI existen diferentes tipos de usuarios: Usuarios de la EEQ y usuarios externos.

- Los usuarios de la EEQ realizan tareas de operación y mantenimiento en las que realizan consultas y modificación de la configuración de los equipos y tienen acceso a las configuraciones de seguridad y del sistema de gestión.
- Los usuarios externos ejecutan únicamente comandos de monitoreo y consulta de información como por ejemplo consumo y perfiles de medidores. Se pueden incluir usuarios de la EEQ y personas ajenas a la empresa.

4.3.2 Seguridad para medidores inteligentes

Los medidores inteligentes presentan algunos problemas de seguridad y ciberseguridad. En el 2010 El Instituto Nacional de Estándares y Tecnología NIST publicó un reporte donde identifica algunos de estos problemas, los cuales se les puede dividir en dos categorías:

- Referidos a la privacidad del usuario; ya que si se miden el uso y la frecuencia de uso de la energía eléctrica en los medidores inteligentes, se puede revelar las actividades que se llevan a cabo dentro de un hogar.
- Los datos generados por los medidores inteligentes, se exponen a un mal uso por parte de usuarios autorizados y no autorizados de los datos.

Son por estas razones que el medidor inteligente debe contar con las siguientes medidas de seguridad y ciber seguridad:

- Las interfaces del medidor como por ejemplo IR y ESI deben ser protegidas de accesos no autorizados, y deben permitir un conjunto restringido de operaciones a ciertos usuarios que realizan funciones específicas.
- El medidor no permitirá descargas de archivos desde la red HAN y también no permitirá conexión de dispositivos de campo a través de la red HAN.
- Los elementos de AMI deben contar con la capacidad de comando y control alternativos como por ejemplo la configuración de forma local o remota.

4.3.3 Tipos de seguridad para el despliegue de AMI

También varios estándares de ciberseguridad describen las seguridades que deben existir en la instalación de Sistemas AMI.

La instalación de AMI abarca tres partes:

- 1) Instalación, aprovisionamiento, y configuración de AMI: describe el proceso para el despliegue de AMI, incluye el plan de despliegue inicial, procesos de previsión y adquisiciones, soporte logístico e instalación, configuración y pruebas de funcionamiento.
- 2) Manejo del ciclo de vida de los sistemas de medición: se enfoca en el manejo de los componentes de AMI a través de su ciclo de vida, incluye mantenimiento y retiro de activos.
- 3) Actualización de AMI para requerimientos futuros: incluye las actualizaciones para AMI de funcionalidad y desempeño para despliegues futuros.

En la siguiente tabla se resume los tipos de seguridad que debe existir durante la instalación de AMI.

Tabla 14

Tipos de seguridad para el despliegue de AMI

Proceso	Tipo de Seguridad
Despliegue de AMI	<ul style="list-style-type: none"> - Integridad de los datos para registraci3n. - Disponibilidad de datos que soporten el despliegue y la registraci3n. - Confidencialidad en los datos del sistema.
Mantenimiento de AMI	<ul style="list-style-type: none"> - Integridad de los datos del sistema para diagn3sticos remotos. - Disponibilidad de los datos del sistema para soportar mantenimiento y 3rdenes de trabajo. - Confidencialidad de datos.
Mejoramiento del desempe1o de AMI	<ul style="list-style-type: none"> - Integridad de los datos para registraci3n de nuevos dispositivos y mejoramiento de firmware remotos. - Disponibilidad de los datos que soportan el despliegue y mejoramiento remoto. - Confidencialidad con los datos del sistema y con los datos del cliente.

Fuente: (Bobby Brown, 2008)

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA.

Para el análisis financiero primero se realizará el cálculo estimado del costo total de la implementación, luego se evaluará el flujo de efectivo en base a los ingresos y egresos del proyecto. Una vez obtenido el flujo de efectivo se realizará el cálculo de la rentabilidad a partir del cálculo del Valor Actual Neto y a la Tasa Interna de Retorno.

Todos los datos de la EEQ que serán utilizados para determinar el flujo de efectivo se los obtuvo de los reportes estadísticos actualizados de página web de la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad.

5.1 Cálculo de la tasa de crecimiento de clientes de la EEQ

Para determinar los valores de los dividendos futuros de los próximos años es necesario calcular la tasa de crecimiento anual de la cantidad de clientes de la EEQ (financeformulas.net, 2015).

Tabla 15

Cantidad de clientes EEQ por año

Año	Cantidad de clientes
2011	875950
2012	913696
2013	952150
2014	987470
2015	1027666
2016	1054672

Fuente: (ARCONEL, Reportes estadísticos, 2016)

En base la cantidad de clientes que la EEQ en cada año desde el 2011 hasta Julio 2016 que se muestra en la tabla 15, se calculará la tasa de crecimiento anual utilizando la siguiente formula (Torres-Degro, 2011):

$$Tasa\ de\ Crecimiento = \left(\frac{Valor\ final}{Valor\ Inicial} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (4)$$

Donde:

$$Valor\ inicial = 875950$$

$$Valor\ final = 1013630$$

$$n = 6$$

$$Tasa\ de\ Crecimiento = 3.14\%$$

5.1 Inversión inicial del proyecto

La inversión inicial del proyecto se enfoca al costo de equipos y mano de obra necesarios para llevar a cabo la implementación de AMI (Nora Gonzales Navarro, 2007). Basados en el estudio de costo beneficio de la implementación de AMI realizado por la empresa de distribución eléctrica de New York ConEdison en el año 2015; el costo de los medidores inteligentes bifásicos y trifásicos, que se utilizan en AMI y que cuentan con un módulo de comunicaciones ZigBee embebido es de 81\$ a 350\$ (conEdison, 2015). Para los cálculos descritos a continuación se utilizará el valor de 81 dólares.

Tabla 16**Costo total de los medidores inteligentes a instalarse**

Costo por medidor inteligente (USD)	Cantidad de medidores a instalarse	Costo total (USD)
81	1087788	88110828

Ya que en la red eléctrica actual, un transformador de distribución sirve a un promedio de 65 clientes, entonces será necesaria la instalación de 16735 colectores de datos. El costo estimado de estos colectores es de 275USD (conEdison, 2015). La tabla 17 muestra el costo total de la adquisición de estos equipos.

Tabla 17**Costo total de los colectores de datos a instalarse.**

Costo por colector de datos (USD)	Cantidad de colectores a instalarse	Costo total (USD)
275	16735	4602125

Si se considera la experiencia de consultores internacionales, y vendedores, se puede estimar que los componentes del sistema hed end y MDM abarca el 10% de los costos de AMI (OMAR MORAN, 2012). El costo calculado se muestra en la tabla 18.

Tabla 18**Costo total de los sistemas Hed end y MDM**

Costo total de medidores inteligentes	El costo de Hed End y MDM representa el 10% de AMI.	Costo total (USD)
88110828	10%	8811082

En la tabla 19 se muestra el detalle de los costos de mano de obra de la instalación de un medidor.

Tabla 19**Detalle de costo de mano de obra para instalación de medidores nuevos (EEQ, 2016).**

COSTO MANO DE OBRA ZONA URBANA	
DESCRIPCIÓN	“Precio
Instalación medidor en caja anti hurto	15,61
Instalación caja distribución	4,29
Instalación puesta tierra	6,25
Prolongación instalaciones interiores	0,69
Ingreso información ordenes de trabajo al SIEE o GIS, vía Internet o interface	0,73
Material diverso	2,12
TOTAL	29,70

En base al detalle del costo de mano de obra para la instalación de medidores se realiza el cálculo del costo total de la mano de obra para la implementación de AMI.

Tabla 20**Costo total de la mano de obra**

Costo promedio de instalación (USD)	Cantidad de medidores a instalarse	Costo total (USD)
29.70	1087788	32307303

Por lo tanto, al sumar el costo de los equipos y la mano de obra se obtiene el valor de la Inversión inicial del proyecto.

Tabla 21**Cálculo de la inversión inicial del proyecto**

Item	Costo
Costo total de medidores Inteligentes	88110828
Costo total de los colectores de datos	4602125
Costo estimado de los sistemas Hed End y MDM	8811082
Costo estimado de mano de obra	32307303
Inversión inicial del Proyecto	133 831 338

5.2 Cálculo del flujo de Efectivo

El flujo de efectivo es un informe financiero que resume los ingresos y egresos del efectivo de un proyecto en un periodo dado (Chain, 2007). Por lo tanto, para calcular la proyección del flujo de caja de la implementación de AMI en la EEQ es necesario realizar el análisis de ingresos y egresos que se generarían dentro de un cierto periodo.

5.2.1 Análisis de ingresos

Ahorro en pérdida de energía

Estimando que se tendrá una disminución de pérdidas del 0.17% (Press, 2012). Se considera que se tiene un consumo mensual promedio que se muestra en la tabla 22.

Tabla 22

Consumo mensual promedio de clientes de la EEQ

Tipo de Cliente	Cantidad de clientes	Energía consumida por mes (kWh)	Consumo mensual promedio (kW/mes)
Residencial	910820	130587697	143.37
Comercial	129523	72610763	560.6
Industrial	14329	75402874	5262.25

Fuente: (ARCONEL, Reportes estadísticos, 2016)

Para calcular el costo de la pérdida de energía mensual se aplica la siguiente fórmula (Press, 2012):

$$Q = 0.0017 \cdot 12 \cdot \sum (\text{Energía consumida por mes}) \quad (5)$$

$$Q = 0.0017 \cdot 12 \cdot [(130587697) + (72610763) + (75402874)]$$

$$Q = 0.0017 \cdot 12 \cdot [278601334] = 5683467.21$$

Es decir, que anualmente se ahorrará 5 683 467.21 USD en pérdidas de energía.

Ahorro en toma de lecturas de medidores

El costo que representa la toma de lectura de medidores, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 23

Ahorro en toma de lectura por año (EEQ, 2016)

Cantidad de clientes	Costo mensual de toma de lecturas por cliente (USD)	Costo total de toma de lecturas por mes (USD)	Ahorro en toma de lecturas por año (USD)
1054672	0.1	105 467,2	1 265 606.4

El proyecto AMI generaría un ahorro promedio anual de 1 265 606.4 dólares en toma de lectura de medidores.

Ahorro en revisión de medidores de clientes especiales

La revisión de medidores de clientes especiales se la realiza 5 veces al año y tiene un costo de estimado de 5 USD por revisión (EEQ, 2016). El costo que representa la revisión de medidores de clientes especiales se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 24

Ahorro en revisión de medidores de clientes especiales

Cientes comerciales + Clientes industriales	Costo anual de toma de lecturas por cliente 5x5 (USD)	Ahorro en revisión de medidores (USD)
143852	25	3596300

El proyecto AMI generaría un ahorro promedio anual de 3596300 dólares en revisión de medidores de clientes especiales.

Ahorro en el costo por corte y reconexión del servicio

Representa el costo de la mano de obra para realizar el corte y la reconexión del servicio. En la siguiente tabla se detalla el costo de los diferentes tipos de cortes y reconexión de servicio que realiza la EEQ:

Tabla 25

Costos de corte y reconexión de servicio

DESCRIPCIÓN	COSTO
Corte al Disyuntores	1.16
Corte al Medidor	1.57
Corte al poste/Acometida	6.89
Corte con retiro del medidor	5.78
Corte con retiro del medidor y acometida	8.72
Reconexión al Disyuntor	1.46
Reconexión al medidor	1.91
Reconexión en el poste	8.72
Reconexión reinstalación del medidor	7.07
Reconexión reinstalación del acometida y medidor	10.89
Actualización Datos georeferencia	0.14
Gestión de cortes novedades	1.03
Gestión de cortes sin novedad	1.03

Fuente: (EEQ, 2016)

Entonces si se realiza un corte de servicio por falta de pago el cual incluye los siguientes costos:

Corte al medidor:	1.57
Reconexión al medidor:	1.91
Total:	3.48

Si se considera que mensualmente al 5% de los clientes (eeq.com, 2015) se le corta el servicio, el cálculo del ahorro por corte y reconexión se expresa en tabla 26:

Tabla 26

Cálculo de ahorro por corte y reconexión.

Cantidad de cortes y reconexión mensual (5%)	Costo unitario de corte y reconexión (USD)	Costo total mensual de reconexión (USD)	Costo anual por corte y reconexión de servicio (USD)
52733.6	3.48	183 512,92	2 202 155,13

También se debe incluir los costos que la EEQ deja de recaudar durante el lapso de tiempo entre que el cliente realiza el pago para la reconexión del servicio hasta el restablecimiento del mismo.

Tabla 27

Ahorro en costo de energía perdida durante el corte y la reconexión del servicio

Tipo de Cliente	Cantidad de cortes y reconexión mensual (5%)	Consumo mensual promedio (kW/mes)	Consumo diario promedio (kW/día)	Costo kWh (USD)	Ahorro en costo de energía perdida durante corte y reconexión
Residencial	45541	143.37	4,77	0.071	15423.37
Comercial	6476.15	560.6	18,68	0.09	10 887,7
Industrial	716.45	5262.25	175.4	0.078	9 801,9
Total					36112.96

Por lo tanto el ahorro anual en el costo de energía perdida por corte y reconexión del servicio es de 36112.96 USD.

5.2.2 Análisis de egresos

A continuación se van a analizar los gastos que va a tener la implementación de AMI a lo largo de los próximos 20 años.

La parte más costosa es la inversión inicial del proyecto, y se refiere al costo que van a tener los equipos y mano de obra que va requerir la implementación de AMI.

Otro de los egresos es el costo del mantenimiento de los equipos, estos mantenimientos deben ser realizados cada 5 años y va a tener un costo estimado de 400000 USD (conEdison, 2015).

Una vez realizado el análisis de ingresos y egresos del proyecto, se puede obtener el flujo de efectivo, al realizar una resta del total de ingresos menos el total de egresos (financeformulas.net, 2015).

En la tabla 28 se puede observar el cálculo del flujo de efectivo de la implementación de AMI de la EEQ para los próximos 20 años. Se considera el crecimiento anual calculado anteriormente del 3.14%.

Tabla 28
Cálculo de flujo de efectivo

Año	Ingresos						Egresos			Flujo de Efectivo	
	Cantidad de clientes por año	Ahorro en pérdidas de energía	Ahorro en toma de lectura	Ahorro en revisión de medidores (USD)	Ahorro en el costo por reconexión del servicio	Ahorro en costo de energía perdida durante el corte y la reconexión del servicio	Total Ingresos	Inversión inicial	Mantenimiento		Total Egresos
1	1054672	0	0	0	0	0	0	13383 1338	0	13383 1338	-13383 1338
2	1090531	5876705	1308637,02	3709224	2277028,41	37340,8	13208935,15	0	0	0	13208935,15
3	1127609	6076513	1353 130,68	3825693	2354447,38	386 10,38	13648394,95	0	0	0	13648394,95
4	1165948	6283115	1399 137,12	3945820	2434498,59	39923,13	14 102493,57	0	0	0	14 102493,57
5	1205590	6496740	1446707,78	4069719	2517271,54	4 1280,51	14571719,21	0	400000	400000	14 171719,21
6	1246580	6717630	1495895,85	4 197508	2602858,77	42684,04	15056576,38	0	0	0	15056576,38
7	1288964	6946029	1546756,30	4329310	269 1355,97	44 135,29	15557586,45	0	0	0	15557586,45
8	1332788	7182 194	1599346,02	4465250	2782862,07	45635,88	16075288,18	0	0	0	16075288,18
9	1378 103	7426389	1653723,78	4605459	2877479,38	47187,49	166 10238,31	0	0	0	166 10238,31
10	1424959	7678886	1709950,39	4750071	29753 13,68	48791,86	171630 12,22	0	400000	400000	167630 12,22
11	1473407	7939968	1768088,71	4899223	3076474,35	50450,78	17734204,45	0	0	0	17734204,45
12	1523503	8209927	1828203,72	5053058	3 18 1074,48	52 166,1	18324429,41	0	0	0	18324429,41
13	1575302	8489064	1890362,65	52 11724	3289231,01	53939,74	18934322,05	0	0	0	18934322,05
14	1628862	8777692	1954634,98	5375372	340 1064,86	55773,69	19564538,52	0	0	0	19564538,52
15	1684244	9076 134	202 1092,57	5544 159	3516701,07	57669,99	202 15756,85	0	400000	400000	198 15756,85
16	174 1508	9384723	2089809,71	5718246	3636268,9	59630,76	20888677,76	0	0	0	20888677,76
17	1800719	9703803	2160863,24	5897799	3759902,05	6 1658,2	2 1584025,36	0	0	0	2 1584025,36
18	186 1944	10033732	2234332,60	6082990	3887738,72	63754,57	22302547,94	0	0	0	22302547,94
19	1925250	10374879	23 10299,90	6273995	40 19921,83	65922,22	230450 18,79	0	0	0	230450 18,79
20	1990708	10727625	2388850,10	6470999	4 156599,17	68 163,57	238 12237,04	0	400000	400000	234 12237,04

5.3 Análisis de la rentabilidad del proyecto

Todo proyecto de negocio debe analizarse de acuerdo a su viabilidad y a su rentabilidad. Esta rentabilidad es la capacidad que tiene un proyecto para generar suficiente utilidad o ganancia (Chain, 2007).

Para evaluar la rentabilidad de un proyecto, existen dos herramientas muy útiles, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

5.3.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es un indicador financiero que mide los flujos de caja de un proyecto que se extenderá por varios meses o años (Sapag, 2007):

En el VAN hay tres componentes básicos que son:

- Inversión Inicial I_0
- Flujo de caja F_t
- Tasa de retorno r

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (6)$$

Para que un proyecto tenga la rentabilidad esperada, se espera que el VAN sea positivo. Si el VAN es positivo significa que la rentabilidad a obtener del proyecto supera la tasa de retorno esperada. Por el contrario, si el valor de VAN obtenido es negativo, no significa que la rentabilidad es negativa, pero si significa que esa rentabilidad no supera la tasa de retorno esperada, es decir no se obtiene la cantidad de ganancia mínima que se espera obtener del proyecto (Chain, 2007).

Para obtener un VAN positivo, se debe tener en cuenta tres factores (Sapag, 2007):

- Que la inversión inicial sea lo más pequeña posible.
- Obtener los mayores flujos futuros posibles.
- Tasa de retorno lo más pequeña posible.

5.3.2 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es un indicador que está relacionado con la VAN. Determina cual es la tasa de retorno r que hace que la VAN del proyecto sea cero (Puga, 2016). Es decir el TIR es la máxima tasa de retorno que puede tener el proyecto para que este sea rentable.

Para calcular la TIR se debe igualar la VAN a cero (Puga, 2016):

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (7)$$

Y el resultado del TIR obtenido es la tasa de interés máxima con la que se puede trabajar para que el proyecto sea rentable (Sapag, 2007):

5.3.3 Análisis de VAN y TIR

Una vez definidos el costo de la implementación del proyecto $I_0 = 133\,831\,338$ y el flujo de caja mostrado en la tabla 28 se puede calcular el VAN. Se va a utilizar una tasa de retorno $r = 10\%$.

$$VAN = -133\,831\,338 + \sum_{t=1}^{t=19} \frac{F_t}{(1+0.1)^t} \quad (8)$$

Un herramienta ampliamente utilizada para el cálculo del VAN y el TIR es Excel, ya que permite calcular ambos indicadores en base a la matriz del flujo de caja, la tasa de retorno y la inversión inicial previamente calculados.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{VAN}=3230749,6$$

$$\text{TIR} = 10\%$$

El valor del VAN y el TIR calculados son mayores que cero, por lo tanto la implementación del Sistema AMI para la EEQ es un proyecto totalmente rentable. El valor del TIR obtenido indica que para valores de la tasa de retorno r mayores al 10% el proyecto sería rentable.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

6.1 Conclusiones

- A partir del estudio y el diseño de la Infraestructura de Medición Avanzada realizado, se puede concluir que AMI es un sistema que involucra tecnologías de hardware, software y redes de comunicaciones necesarios para coleccionar, analizar y procesar datos de medición de energía eléctrica; cuya implementación en la EEQ es de suma importancia para optimizar la gestión y mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico.
- La EEQ es la empresa distribuidora de energía eléctrica más grande del país, cuenta con más de un millón de clientes, entre ellos están los clientes residenciales, clientes comerciales y clientes industriales, tiene 6 centrales propias de generación; pero la forma de gestionar la red eléctrica no ha sufrido cambios sustanciales desde su creación, por lo que las redes se encuentran en mal estado, presentan altas pérdidas de energía y actualmente se encuentra al límite de su capacidad.
- La EEQ cuenta con una red de acceso inalámbrico y una red de transporte MPLS que es utilizada para comunicar las subestaciones eléctricas, agencias y otras dependencias de la EEQ con el Centro de Control Iñaquito y El Edificio Matriz Las Casa. Y actualmente dispone de la capacidad necesaria para ser utilizada como red WAN de la Infraestructura de Medición Avanzada.

- En base al estudio de las experiencias internacionales de la implementación de AMI se puede decir que PLC es una de las alternativas más utilizadas debido a que opera sobre las redes eléctricas existentes; pero en el país gran parte de la red eléctrica no se encuentra en buen estado ya que las líneas de transmisión son antiguas, no están correctamente aisladas y tienen empalmes, por lo que pueden presentar altos niveles de ruido y dificultar la transmisión de datos; también para implementar PLC hace falta instalar una unidad de acondicionamiento en los transformadores de distribución, y actualmente estos transformadores sirven a una pequeña cantidad de medidores, y por esta razón se incrementa el costo de implementación; por lo tanto se concluye que PLC no es una buena alternativa como solución de FAN-NAN de AMI para la EEQ.
- Los sistemas wireless proveen una buena opción costo-beneficio ya que son confiables y permiten escalabilidad. WiMAX y LTE son redes con un elevado ancho de banda, por esta razón sería una buena alternativa para AMI pero estas redes estarían sobredimensionadas porque AMI requiere un ancho de banda muy pequeño.
- ZigBee y WiFi serían las mejores alternativas de comunicación ya que cumplen con todas las características de capa de acceso al medio y son redes fiables y de fácil despliegue y configuración. Basándose en experiencias internacionales la solución tecnológica comúnmente utilizada para FAN-NAN son las RF mesh que adoptan el standard 802.15.4, por lo que está es la mejor solución para FAN-NAN.
- Se puede concluir que la implementación de una Infraestructura de Medición Avanzada en la EEQ es un proyecto rentable ya que en el análisis financiero se obtuvo valores de VAN y TIR mayores que cero.

- . AMI generará un ahorro en pérdidas de energía promedio de 5,8 millones de dólares anuales, ahorro en toma de lectura manuales de 13.08 millones de dólares, ahorro en costo de revisión de medidores de 3.7 millones de dólares, ahorro en costo de corte y reconexión manual de servicio de 2.2 millones; obteniéndose los beneficios económicos después de 20 años de implementado el proyecto.

6.2 Recomendaciones

- En cuanto a los sistemas empresariales, es necesario que el sistema AMI y MDM adopten la arquitectura de software CIM para lograr la integración e interoperabilidad con los sistemas corporativos SCADA, GIS, CIS, OMS Y DMS de la EEQ a través del Bus de Servicios Empresariales.
- Se recomienda que la arquitectura de AMI a implementarse en la EEQ cumpla con las siguientes características: flexibilidad para que permita un fácil reemplazo de sus componentes, sea escalable para que cumpla con las necesidades crecientes de la demanda, promueva un alto nivel de estandarización y disponga de estándares de ciberseguridad.
- Para un óptimo despliegue de AMI, la EEQ debe exigir a la empresa proveedora que realice los servicios de instalación de hardware, instalación de licencias, pruebas de funcionamiento, migraciones, integraciones, y proveer garantía técnica y soporte técnico de todos los componentes de AMI.

- Para la implementación del siguiente paso para un futuro Smart Grid de la EEQ, se recomienda profundizar la investigación en el área de las HAN.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (2009). *The role of communication technology in Europe's advanced metering infrastructure*. Accenture.
- Smart Planning for Smart Grid AMI Mesh Networks. (2011). *EDX WIRELESS*.
- ZigBee Smart Energy - ZigBee Alliance*. (2014). Obtenido de <http://www.zigbee.org/zigbee-for-developers/applicationstandards/zigbeesmartenergy/>
- (2016). *Pliego Tarifario Vigente Empresa Eléctrica Quito*. Quito.
- ARCONEL. (2016). *Reportes estadísticos*.
- ARCONEL. (2016). *Reportes Estadísticos Actualizados*.
- Avila, C. (2007). Analisis de maximo desempeno para Wlan operando a tasas fijas o adaptativas usando el estandar IEEE 802.11. *Revista chilena de ingeniería vol15*.
- BOAL, J. (2010). *SMART GRID*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
- Bobby Brown, B. S. (2008). *AMI System Security Requirements*. UCAIUG.
- Brunschwiler, C. (February de 2013). *compass-security.com*. Obtenido de <https://blog.compass-security.com/2013/02/advanced-metering-infrastructure-architecture-and-components/>
- Bui, N. (2013). *Networking Support of Smart Grid*. IEEE STANDARDS ASSOCIATION.
- Caneca, F. (2013). *Smart Grid Forum 2013*.
- cenace. (2010). *Informe de gestion de la corporacion centro nacional de control de energia*.
- Chain, N. S. (2007). *Proyectos de Inversion Formulacion y Evaluacion*. Chile.
- Chris King. (2004). *Advanced Metering Infrastructure AMI Overview of System Features and Capabilities*. eMeter Corporation.
- cisco.com. (2015). *End-to -end Connected Grid Network Management*. Obtenido de <http://www.cisco.com/c/en/us/products/cloud-systems-management/connected-grid-network-management-system/index.html>

- Cleveland, F. M. (2008). *Cyber security issues for Advance Metering Infrastructure AMI*. IEEE PES Power System Communications Committee.
- Cleveland, F. M. (2008, July). *Cyber security issues for advanced metering infrastructure (ami)*. Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century.
- Commision, E. (2016). *Smart Grids and Meters*.
- conEdison. (2015). *Advanced Metering Insfrastructure Business Plan*. New York.
- Cornejo, I. M. (2014). *RED DE COMUNICACIONES Y LA RELACION EN LA GESTION OPERATIVA DE RECONECTADORES A TRAVES DE UN SISTEMA SCADA*.
- Diana Yaguana, D. J. (2010). *Analisis y rediseño de la red de datos existente en ela Empresa Electrica Quito*. Quito.
- Díaz, C. &. (2011). *Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica - Estado del Arte*. Revista S&T,.
- Dignani, J. (2016). Análisis del protocolo ZigBee. *SEDICI*.
- Dr. Tim Wauters. (2013). *Data-Level Communication Technologies for the Smart Grid*. IEEE STANDARDS ASSOCIATION.
- Echelon. (2017). *MTR 3000 series IEC Poly Phase Smart Meters*.
- EEQ. (2014). *Normas para sistemas de distribucion - Guia para diseño de red de distribucion*. Quito.
- EEQ. (2014). *Plan de Expansion 2011 - 2021 del Sistema Eléctrico de la EEQ*.
- EEQ. (2016). *Pliego instalacion de medidores - operacion y mantenimiento*. Quito.
- eeq.com. (2015). Obtenido de www.eeq.com
- eeq.com. (2015). *Arquitectura del Sistema SCADA, OMS MWM, DMS*.
- Energy, U. S. (August 2014). *Smart Grid System Report*. Washington DC: U.S. DEPARTMENT OF ENERGY.

- Fabio García, P. G. (2012). *Panorama General del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe*. Organización Latinoamericana de Energía.
- financeformulas.net. (2015). *financeformulas.net*. Obtenido de <http://www.financeformulas.net/>
- Franco, A. T. (s.f.). *LOS SMART METERS VERSUS LA SALUD PÚBLICA*.
- Garcia Hernandez, M. R. (2010). Red Eléctrica Inteligente: Comunicaciones y sensado . *CIINDET* .
- Ghenno, D. (2013). Integración y Gestión de recursos distribuidos de energía eléctrica a traves de redes inteligentes. *Universidad Politécnica de Madrid* .
- Goel, D. S. (2013). *IEEE VISION FOR SMART GRID COMMUNICATIONS: 2030 AND BEYOND*. IEEE STANDARDS ASSOCIATION.
- Grid, S. (2012). *comsocscv.org*. Obtenido de comsocscv.org
- Gutierrez, M. V. (2011). *ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICION AVANZADA EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A*. Cuenca.
- H., W. G. (2007). Analisis de maximo desempeno para WLAN operando a tasa fija o adaptativa . *Revista chilena de Ingenieria*.
- Huawei. (2015). *AMI solution description*.
- IEC. (2013). IEC 61968-9 INTERNATIONAL STANDARD. *IEC Edition 2.0*.
- IEC61968-9. (2015). *IEC 61968-9*.
- Inga, E. (s.f.). *REDES DE COMUNICACIONES EN SMART GRID*. Obtenido de <http://revistas.ups.edu.ec/index.php/ingenius/article/view/7.2012.05>
- itron.com. (2014). *itron.com*.
- Jaramillo, N. (2014). *Diseno para la inetoperabilidad entre una central hidroelectrica y un centro de control mediante protocolo IEC 608705104*.
- John Sawyer, C. W. (June de 2012). *owasp.org*. Obtenido de https://www.owasp.org/images/6/6a/ASDC12-AMI_Security.pdf
- Khan, D. J. (2013). *Enabling Technologies for Grid Communications*. IEEE STANDARDS ASSOCIATION.

- Kirkham, H. (s.f.). *CYBER SECURITY CONSIDERATIONS FOR THE SMART GRID*. WA USA.
- Llanos, Q. (2012). *Analisis y modelacion de los procesos para la gestion y comercial y servicio al cliente en la empresa electrica regional centro sur*.
- Martines, J. S. (s.f.). *Smart Grid and Telecommunications Needs - Issues and Approaches*. IEEE smart grid Workshop.
- metering.com. (s.f.). Obtenido de https://www.metering.com/wp-content/uploads/Sergio_Miranda.pdf
- Milton Becerra, E. S. (2013). Integración de Medidores electrónicos al sistema AMI cumpliendo con los requerimientos de EPSA ESP. *Universidad de Sanbuenaventura*.
- MORA, O. E. (2012). *ESTUDIO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI), PRINCIPALES REQUERIMIENTOS Y BENEFICIOS*. Quito.
- NationalEnergyTechnologyLaboratory. (2014). *A Vision for the Smart Grid*.
- Navigant. (2015). *Grid Networking and Communications*. Obtenido de Navigant Research.
- Nora Gonzales Navarro, E. L. (Junio de 2007). *itson.mx*. Obtenido de http://www.itson.mx/publicaciones/pacioli/Documents/no56/estudio_financiero.pdf
- OLADE. (2012). *Panorama General del Sector Electrico en America Latina*. Quito: Organizacion Latinoamericana de Energia.
- OMAR MORAN, L. O. (2012). *ESTUDIO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICION AVANZADA AMI, PRINCIPALES REQUERIMIENTOS Y BENEFICIOS*. QUITO.
- Pablo Andrés Díaz Alvear, P. H. (s.f.). Diseño e Implementación de una Red Privada Virtual para la EEQ.
- Popa, M. (2011). *Data collecting from smart meters in an Advanced Metering Infrastructure*.
- Press, A. (2012). *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy*. Fereidoon Perry .
- Puga, M. (2016). *VAN y TIR*. Santiago: Universidad Arturo PRAT.

- Quito, E. E. (2015). *Reporte de los enlaces existentes de la red de comunicaciones*.
- Rangel, V. (2009). *Modelado de redes WiMAX*.
- Renovable, M. d. (Julio de 2013). *Adquisición e implementación de un sistema de gestión de datos de medidas MDM para conformar el sistema único del sector eléctrico ecuatoriano*. Recuperado el 2016, de <http://ftp.eeq.com.ec/upload/cis-crm-mdm/Terminos-de-Referencia-MDM.pdf>
- REYES, L. A. (2008). *ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE DESARROLLO DE SISTEMAS DE. SANTIAGO DE CHILE*.
- Sapag, N. (2007). *Proyectos de inversión*. Pearson Education.
- Sensus. (2016). *Sensus About us*. Obtenido de sensus.com
- sgclearinghouse.org. (2013). *Smart Grid Information Clearinghouse*. Obtenido de <http://www.sgclearinghouse.org/technologies?q=node/2138>
- SIEMENS. (2011). *Communication Network Solutions for Smart Grids*.
- SIEMENS A, G. (2011). *Communication Network Solution for Smart Grids*.
- SIGDE, P. (Abril de 2012). *Arquitectura del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS*. Obtenido de http://ftp.eeq.com.ec/upload/scada-oms-dms/02_Arquitectura.pdf
- SmartGrid.gov. (2015). *SmartGrid.gov*. Obtenido de https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html
- smartmeterpediaS. (2015). *Smart Metering technologies in the world*.
- Smith, S. (2003). *Introduction to MPLS*. CISCO.
- Stamatis Karnouskos, O. T. (2007). *An Advanced Metering Infrastructure for Future Energy Networks*. In *New Technologies, Mobility and Security* (pp. 597-606). Springer Netherlands.
- Stephens, J. (2015). *Smart Grid (R) Evolution*.
- TexasTechUniversity. (2012). *Smart Grid Communications*.
- TORO, D. F. (2013). *Estandarización, Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids*. Medellín.

- Torres-Degro, A. (2011). Tasa de crecimiento poblacional: Una mirada desde el modelo matemático lineal, geométrico y exponencial. *CIDE digital*.
- Trust, E. S. (2006). *Energy Saving Trust*.
- US Department of Energy. (2014). *2014 Smart Grid System Report*. Washington DC.
- Velez, V. P. (2013). *Estudio Preliminar sobre la viabilidad de la implementación de medidores inteligentes en los estratos 1,2,3 de Cali*. Cali.
- Vidri, I. (2012). *ZigBee y sus aplicaciones*. Universidad Pontificia Comillas.
- Vite, R. (2013). *Estudio y Diseño de una red de área local bajo tecnología de comunicación por red eléctrica PLC*. Guayaquil.
- Wang, Y. (2012). Cross layer analysis of the end to end delay distribution in wireless sensor networks.
- Wen-peng, L. (2009). *Advanced Metering Infrastructure*. Southern Power System Technology.
- Ye Yan, Y. Q. (2012). *A survey on Smart Grid Communication Infrastructure: Motivations, Requirements and Challenges*. IEEE COMMUNICATIONS SURVEYS & TUTORIALS.
- Zhou, J. (s.f.). *Scalable Distributed Communication architectures to Support Advanced Metering Infrastructure in Smart Grids*. Lincoln: University of Nebraska.