



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA  
SALESIANA**  
Ecuador

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**Tesis previa a la obtención del Título de  
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN  
DE UN SISTEMA AMI (ADVANCED METERING  
INFRASTRUCTURE) MEDIANTE CONTADORES  
INTELIGENTES POR PARTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA  
AZOGUES C.A.”**

**AUTORES:**

Diego Rolando Idrovo Coronel  
Sebastián Marcelo Reinoso Torres

**DIRECTOR:** Msc. Ing. Juan Pablo Bermeo.

**CUENCA - ECUADOR**

**2012**

Certifico que, bajo mi dirección el proyecto fue realizado por los señores Diego Rolando Idrovo Coronel y Sebastián Marcelo Reinoso Torres.

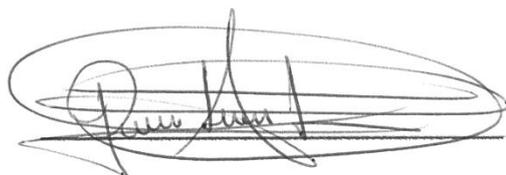


.....  
Msc. Ing. Juan Pablo Bermeo.

Director

Los conceptos desarrollados, análisis realizados y las conclusiones del presente trabajo **“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA AMI (ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE) MEDIANTE CONTADORES INTELIGENTES POR PARTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.”** son de exclusiva responsabilidad de Diego Rolando Idrovo Coronel y Sebastián Marcelo Reinoso Torres; autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana la utilización de la misma para fines académicos.

Cuenca, Junio de 2012

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, enclosed within a large, horizontal oval shape.

Diego Rolando Idrovo Coronel

A handwritten signature in black ink, featuring a prominent, stylized 'S' and 'M' at the beginning, followed by several horizontal strokes.

Sebastián Marcelo Reinoso Torres

## DEDICATORIAS

*Dedico esta Tesis a toda mi familia en especial a mis padres, Tadeo y Esthela que siempre estuvieron apoyándome incondicionalmente a lo largo de todos mis estudios, gracias por enseñarme a perseverar en los momentos más difíciles, porque gracias a ello he logrado alcanzar mis sueños y metas sin desfallecer en el intento.*

*DIEGO*

*Me gustaría dedicar esta Tesis a toda mi familia, de manera especial a mis padres, por su comprensión y apoyo, ya que me enseñaron a convertir cada paso en una meta y cada meta en un paso para alcanzar el éxito.*

*SEBASTIÁN*

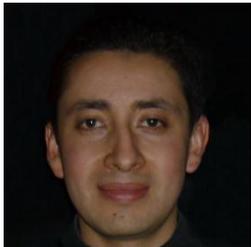


# **AGRADECIMIENTO**

A Dios por darnos salud y sabiduría para alcanzar todas las metas. Al Msc. Ing. Juan Pablo Bermeo en su calidad de director de tesis por su apoyo y capacidad para guiar nuestras ideas. A la Empresa Eléctrica Azogues por facilitarnos sus instalaciones y departamentos durante la elaboración de la tesis, así como, el apoyo incondicional y desinteresado de su personal, que sin su ayuda la culminación de este proyecto no hubiera sido posible. Mereciendo un agradecimiento especial los Ingenieros: Patricio Pesantez, Ramiro Peñafiel, y Cristian Pérez, quienes han sabido compartir con nosotros su saber, experiencias e iniciativas. A nuestros padres, por la comprensión y confianza que supieron depositar en nosotros, a nuestros hermanos y todos quienes nos apoyaron durante nuestra carrera y en la realización de este trabajo.

# ACERCA DE LOS AUTORES

*Breve reseña de los autores e información de contacto:*

	<p><b><i>Diego Rolando Idrovo Coronel</i></b> Egresado de la Carrera de Ingeniería Electrónica Universidad Politécnica Salesiana rolandoidrovo81@hotmail.com</p>
	<p><b><i>Sebastián Marcelo Reinoso Torres</i></b> Egresado de la Carrera de Ingeniería Electrónica Universidad Politécnica Salesiana sebastianreinoso@gmail.com</p>

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XVI
DATOS TÉCNICOS DE LOS CONTADORES INTELIGENTES .....	3
INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN.....	4
1.1.1 Smart Grid .....	4
¿Qué es el Smart Grid? .....	4
Ventajas del Smart Grid .....	5
¿Cómo se hace el Smart Grid? .....	5
Elementos del Smart Grid .....	5
Generación:.....	6
Transmisión:.....	6
Distribución:.....	7
Consumo: .....	8
1.1.2 Advanced Metering Infrastructure (AMI ) .....	9
Características de un sistema AMI.....	10
Beneficios con la implantación de sistemas AMI.....	10
Beneficios para el consumidor.....	11
Beneficios para la Empresa de electricidad .....	11
1.2 SMART METERS.....	11
1.2.1 Clasificación de los Medidores.....	11
Considerando su construcción.....	11
Considerando el sistema de la red:.....	12
Considerando la energía que miden .....	12
Considerando el horario de utilización .....	12
Según la exactitud.....	12
1.2.2 Fundamentos de los Contadores de Energía Eléctrica. ....	13
1.2.3 Características Generales.....	14
1.2.4 Principio de operación de un Smart meter.....	15
1.3 TIPOS Y ARQUITECTURAS.....	17

1.3.1 Power Line Communications (PLC) .....	17
Funcionamiento .....	17
Infraestructura PLC .....	18
1.3.2 Tecnología GPRS .....	19
Ventajas .....	20
Desventajas .....	21
1.3.3 Tecnología Wi-Fi.....	22
Aplicaciones .....	23
Ventajas .....	23
Desventajas .....	23
1.3.4 Tecnologías ADSL .....	24
Digital Subscriber Line Access Multiplexer DSLAM.....	26
Ventajas .....	27
Desventajas .....	27
1.3.5 Neighbor Area Networks (NANS) y Wide Area Networks (WANS) .....	28
1.3.6 Las redes mesh o malladas .....	28
1.3.7 ZigBee.....	30
1.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS .....	31
1.4.1 Equipos SENTINEL de la marca ITRON [8].....	32
1.4.2 Equipos Marca GENERAL ELECTRIC.....	37
1.4.3 Equipos Marca ELSTER .....	40
Medidor Energy Axis gREX AMI meter [20] .....	40
Medidor Energy Axis REX2-EA [21] .....	45
A3 ALPHA® Meter [22].....	50
PROCOLOS DE COMUNICACIÓN Y ESTÁNDAR IEC 61968-9 .....	53
INTRODUCCIÓN.....	53
2.1 PROCOLOS DE COMUNICACIÓN SOPORTADA POR LOS CONTADORES INTELIGENTES.....	54
2.1.1 Protocolos De Comunicación Soportada Por Las Smart Grid .....	55
2.2 ALCANCE DE LA NORMA IEC 61968 .....	58
2.2.1 Definición y estudio del CIM .....	58
2.2.2 Arquitectura de capas para el CIM .....	59
Capa de información y modelo de semántica .....	60
Capa contextual .....	64

Lenguaje de Marcado Extensible (XML).....	64
2.2.3 Alcance de la IEC 61968-9 .....	64
2.3 ESPECIFICACIONES DE LA PARTE 9 DE LA NORMA IEC 61968.....	66
2.3.1 Planteamiento general de los sistemas de medición. ....	66
2.3.2 Modelo de referencia .....	67
2.3.3 Sistema de Medición (MS) - Recopilación de Datos .....	70
2.3.4 Sistema de Medición (MS) - Control y de Configuración .....	71
2.3.5 Control de Carga (LC Load Control).....	71
2.3.6 Sistema de Gestión de Carga (LMS Load Management System) .....	72
2.3.7 Sistema de Gestión Interrupciones (OMS Outage Management System).....	72
2.3.8 Mantenimiento del Medidor (MM Meter Maintenance).....	73
2.3.9 Sistema de Medición de Gestión de Activos (MAM-Meter Asset Management)..	73
2.3.10 Plataforma MDM .....	74
2.3.11 Operaciones de la Red (NO Network Operation). ....	77
2.3.12 Sistema de Información comercial (CIS Customer Information System).....	77
2.3.13 Planificación .....	77
2.3.14 Gestión de Trabajo (WM Work Management). ....	77
2.3.15 Punto de Venta (POS Point Of Sale).....	77
2.3.16 Medidor .....	78
2.3.17 Dispositivos de control de carga .....	78
2.3.18 Funciones de la plataforma MDM para la Empresa Eléctrica Azogues.....	79
2.3.19. Ejemplos de Casos de Uso y Diagramas de Secuencia.....	80
2.4 NORMATIVAS, INFORMACIÓN, OBLIGACIONES Y CONSIDERACIONES ADICIONALES. ....	85
2.4.1 Características y condiciones generales para el sistema AMI .....	85
2.4.2 Influencia del sistema AMI en la regulación N° 004/01 sobre La Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución .....	96
ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO.....	100
INTRODUCCIÓN.....	100
3.1 ANÁLISIS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA RED DE DATOS ACTUAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A. ....	101
3.1.1 Arquitectura De La Red De Telecomunicaciones .....	101
3.1.2 Equipos de Medición Existentes. ....	106
3.1.3 Sistema De Facturación.....	107
3.2 EVALUACIÓN DE SOLUCIONES. ....	108
3.2.1 Propuesta De la Solución Con EASYMETERING.....	109

3.2.2	Propuesta De la Solución ENERGY AXIS .....	111
3.2.3	Propuesta De la Solución Con Tecnología PLC de QUADLOGIC .....	113
3.2.4	Tabla Resumen de Soluciones.....	114
3.3	MEMORIA TÉCNICA.....	115
3.3.1	Componentes ENERGYAXIS de Elster.....	115
	Colector de datos o GATEKEEPER .....	116
	Repetidores EA_REPEATER .....	117
	Totalizadores AGINODE .....	118
	Medidores especiales A3 ALPHA .....	118
	Medidores Bifásicos Residenciales Y Comerciales REX2.....	119
	EnergyAxis Management System Server (EA_MS) .....	120
3.3.2	Condiciones de diseño para el sistema EnergyAxis .....	121
	Línea de vista entre equipos .....	122
	Red mesh .....	122
	Separación entre equipos .....	123
	Velocidad de transmisión de datos.....	124
3.3.3	Área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues .....	124
3.3.4	Diseño de la red para la ZONA ORIENTAL.....	125
3.3.5	Diseño de la red para la ZONA AZOGUES.....	135
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	156
3.4.1	Beneficios por cambio de medidores y refacturaciones.....	159
3.4.2	Beneficios por disminución de consumo de medidores.....	163
3.4.3	Beneficios en el ahorro de la toma de lecturas.....	165
3.4.4	Beneficios en ahorro de cortes y reconexiones.....	168
3.4.5	Beneficios por reducción de costos de la energía fuera de servicio.....	169
3.4.6	Costo de oportunidad para el cliente.....	170
3.4.7	Costo por recurrencia del cliente.....	171
3.4.8	Inversión Inicial del Proyecto.....	172
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	176
4.1	RESUMEN DEL PROYECTO .....	176
4.2	CONCLUSIONES .....	179
4.3	RECOMENDACIONES.....	181
	ANEXO 1 .....	183
	MODELO DE INFORMACIÓN ESTÁTICA DE LA IEC 61968-9.....	183

ANEXO 2 .....	188
CLASES RELACIONADAS CON LA LECTURA Y CONTROL DE CONTADORES DE LA IEC 61968-9 .....	188
ANEXO 3 .....	190
DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES APLICABLES A LOS MENSAJES DE LA IEC 61968-9.....	190
ANEXO 4 .....	193
FORMATO DE MENSAJES SEGÚN LA NORMA IEC 61968-9.....	193
ANEXO 5 .....	195
CATÁLOGOS DE LOS EQUIPOS ENERGYAXIS .....	195
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	203
GLOSARIO DE TÉRMINOS CAPITULO 1.....	203
GLOSARIO DE TÉRMINOS DEL CAPITULO 2.....	204
GLOSARIO DE TÉRMINOS DEL CAPITULO 3.....	205
BIBLIOGRAFÍA.....	207

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolución de las tecnologías de medición. ....	4
Figura 1.2 Cadena de valor de la red eléctrica.....	5
Figura 1.3 Elementos de la cadena de valor. ....	9
Figura 1.4 Conexión de un sistema AMI .....	10
Figura 1.5. Principio de funcionamiento de un contador electrónico. ....	15
Figura 1.6 Rango de frecuencias para tecnología PLC. ....	18
Figura 1.7. Infraestructura PLC .....	19
Figura 1.8 Esquema ADSL.....	25
Figura 1.9: Conexión ADSL .....	25
Figura 1.10 Relación Velocidad–Distancia .....	26
Figura 1.11 Estructura de un armario DSLAM .....	27
Figura 1.12 Red mallada o mesh.....	29
Figura 1.13. Tecnologías en 2.4GHz.....	31
Figura 1.14. Medidor residencial y comercial modelo SENTINEL de ITRON .....	32
Figura 1.15. Medidor residencial de la marca General Electric .....	37
Figura 1.16. Medidor gRex para usuarios residenciales y comerciales. ....	40
Figura 1.17. Medidor Rex2-EA para usuarios residenciales y comerciales.....	45
Figura 1.18. Medidor A3 ALPHA Meter para usuarios industriales .....	50
Figura 2.1 Utilización de protocolos en la red de distribución. ....	57
Figura 2.2 Arquitectura de capas propuesto por TC57.....	59
Figura 2.3 Diagrama de clases para el paquete Politécnica Salesiana Cuenca .....	63
Figura 2.4 Modelo de referencia de IEC 61968-9. ....	68
Figura 2.5. Descripción de las funciones de la plataforma MDM .....	74
Figura 2.6. Descripción de las funciones de la plataforma MDM planteadas para la Empresa Eléctrica Azogues. ....	79
Figura 2.7. Diagrama de secuencia del proceso actual para la toma de lecturas en la Empresa Eléctrica Azogues. ....	81
Figura 2.8. Diagrama de secuencia planteada por la norma IEC 61968-9 para toma de lecturas.....	81
Figura 2.9. Diagrama de secuencia planteada para toma de lecturas en la Empresa Eléctrica Azogues.....	82

Figura 2.10. Diagrama de secuencia del proceso actual para el corte y reconexión en la Empresa. ....	83
Figura 2.11. Diagrama de secuencia planteada para el corte y reconexión en la Empresa Eléctrica Azogues. ....	84
Figura 3.1. Mini DSLAMs ubicados en diferentes sectores de la ciudad de Azogues. ....	102
Figura 3.2. Diagrama de la red de telecomunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues ..	102
Figura 3.3 Ubicación de los puntos de distribución en la zona urbana de la ciudad de Azogues. ....	104
Figura 3.4.- Diagrama de la arquitectura de red de la Empresa Eléctrica Azogues. ....	105
Figura 3.5 Mini Dslam Raptor-XP-15x que posee la Empresa Eléctrica Azogues C.A. ....	105
Figura 3.6 Medidor electrónico de energía con Puerto Óptico marca ELSTER.....	106
Figura 3.7. Módulo de comunicación AMR GPRS para los medidores inteligentes. ....	109
Figura 3.8 Principales Módulos de un Gatekeeper ELSTER EnergyAxis. ....	116
Figura 3.9 Repetidor ELSTER EnergyAxis.....	117
Figura 3.10 Totalizadores ELSTER AGInode EnergyAxis.....	118
Figura 3.11 Medidor ELSTER A3 Alpha.....	119
Figura 3.12. Medidor ELSTER REX2-EA de EnergyAxis. ....	120
Figura 3.13 Descripción de la red mallada del sistema EnergyAxis. ....	122
Figura 3.14 Separación entre los diferentes equipos del sistema EnergyAxis.....	123
Figura 3.15 División política de la provincia del Cañar y segmentación del área de estudio. ....	125
Figura 3.16 Simulación del enlace entre el cerro Cojitambo y Antena Oriente. ....	127
Figura 3.17 Simulación del enlace entre la Antena Oriente y el Nodo 1. ....	128
Figura 3.18 Simulación del enlace entre el NODO 1 y NODO 2. ....	129
Figura 3.19 Simulación del enlace entre NODO 2 y el Gatekeeper Oriente. ....	130
Figura 3.20 Red de enlaces para la Zona Oriental .....	131
Figura 3.21 Situación geográfica y poblacional de la Zona Oriental.....	132
Figura 3.22 Perfiles de la zona a colocar los postes en el sector de Shall. ....	133
Figura 3.23. Distribución de los repetidores para dar cobertura a la Zona Oriental.....	133
Figura 3.24 Área de cobertura para el sistema de telegestión en la Zona Oriental. ....	135
Figura 3.25. Distribución de los consumidores especiales. ....	136
Figura 3.26. Nodos de acceso de la Empresa Eléctrica Azogues.....	137
Figura 3.27. Vista en 3D de la geografía de la ciudad y ubicación de los nodos de acceso. ....	138
Figura 3.28. Diseño de la red de Zhizhiquin así como su respectiva área de cobertura.....	139
Figura 3.29. Distribución de la población en el área de concesión. ....	140

Figura 3.30. Croquis de referencia donde se ubicará el gatekeeper .....	143
Figura 3.31. Sectores que tienen línea de vista con el cerro Cojitambo.....	143
Figura 3.32. Simulación del enlace Cerro Cojitambo- Gatekeeper Javier Loyola. ....	144
Figura 3.33 Diseño de la red Javier Loyola así como su respectiva área de cobertura. ....	145
Figura 3.34. Diseño de la red de Cojitambo así como su respectiva área de cobertura. ....	146
Figura 3.35. Diseño de la red de Guapán así como su respectiva área de cobertura.....	148
Figura 3.36. Diseño de la red de Charasol así como su respectiva área de cobertura. ....	149
Figura 3.37. Diseño de la red de los sectores Déleg y Solano, y áreas de cobertura.....	151
Figura 3.38. Diseño total de la red EnergyAxis para la zona Azogues. ....	152
Figura 3.39. Resumen de los enlaces necesarios para el sistema de telegestión.....	154
Figura 3.40. Resumen de la comunicación de los diferentes elementos del sistema AMI..	155
Figura 3.41. Beneficio por cambio de medidores y refactoraciones. ....	159
Figura A4.1Formato de mensajes planteada para toma de lecturas en la Empresa Eléctrica Azogues.....	193

# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1.</b> Banda de frecuencias tecnología WI-FI.....	22
<b>Tabla 1.2.</b> Total de días disponibles para almacenar datos de perfil de carga.....	51
<b>Tabla 2.1.</b> Representación UML de las asociaciones entre clases.....	62
<b>Tabla 2.2.</b> Multiplicidad. ....	62
<b>Tabla 3.1.</b> Distribución de los mini DSLAMs en la ciudad de Azogues.....	103
<b>Tabla 3.2.</b> Marcas de contadores propiedad de la Empresa Eléctrica Azogues. ....	106
<b>Tabla 3.3.</b> Inversión para la reutilización de los 59 medidores marca Elster. ....	110
<b>Tabla 3.4.</b> Inversión para la implementación del sistema EasyMetering. ....	110
<b>Tabla 3.5.</b> Inversión para la implementación del sistema Energy Axis.....	112
<b>Tabla 3.6.</b> Inversión para la implementación del sistema Quadlink con tecnología PLC. ...	113
<b>Tabla 3.7.</b> Tabla comparativa de soluciones para la implementación de telegestión. ....	114
<b>Tabla 3.8.</b> Eventos y Alarmas del sistema Management System. ....	121
<b>Tabla 3.9.</b> Área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.....	124
<b>Tabla 3.10.</b> Costos por alquilar el transporte de datos a la Empresa Transelectric. ....	126
<b>Tabla 3.11.</b> Equipos necesarios para el enlace entre Azogues y la Zona Oriental.....	131
<b>Tabla 3.12.</b> Coordenadas de los equipos en la Zona Oriental. ....	134
<b>Tabla 3.13.</b> Número de medidores existentes en el área de estudio.....	140
<b>Tabla 3.14.</b> Número de medidores en el área de estudio con su proyección a 15 años.....	141
<b>Tabla 3.15.</b> Ubicación de los Elementos de la red para el sector Azogues.....	142
<b>Tabla 3.16.</b> Ubicación de los Elementos de la red para sector de Javier Loyola. ....	145
<b>Tabla 3.17.</b> Ubicación de los Elementos de la red para sector de Cojitambo .....	147
<b>Tabla 3.18.</b> Ubicación de los Elementos de la red para sector de Guapán y Sageo. ....	148
<b>Tabla 3.19.</b> Ubicación de los Elementos de la red para sector de Borrero Charasol. ....	150
<b>Tabla 3.20.</b> Ubicación de los Elementos de la red para sector de Déleg y Solano. ....	151
<b>Tabla 3.21.</b> Lista de equipos necesarios para el enlace de datos para la Zona Azogues.....	153
<b>Tabla 3.22.</b> Potencia total consumida por hora de los medidores en la Zona Oriental. ....	163
<b>Tabla 3.23.</b> Potencia total consumida por hora de los medidores en la zona Azogues. ....	164
<b>Tabla 3.24</b> Detalle de la inversión para el sistema AMI y el sistema de comunicaciones...	172
<b>Tabla 3.25.</b> Cálculo del Flujo de Efectivo Anual.....	174
<b>Tabla 3.26.</b> Cálculo del VAN, TIR, Relación Beneficio/Costo y Periodo de Recuperación. ...	175
<b>Tabla 4.1</b> Viabilidad y plan de sostenibilidad del proyecto AMI.....	178
<b>Tabla A.1</b> Clases para la lectura y control de contadores.....	187

<b>Tabla A.2</b> Clases relacionadas con la lectura y control de contadores.....	188
<b>Tabla A.3</b> Descripción de las operaciones y tipos de mensajes.....	192

---

# INTRODUCCIÓN

---

La afinidad en los últimos años de los sistemas eléctricos y de comunicaciones es el pilar fundamental que sustenta el concepto de las redes inteligentes. De hecho, muchas de las funciones de una red inteligente requieren de un flujo bidireccional tanto de energía como de información entre la Empresa y el usuario final, como es el caso del sistema AMI, por lo tanto es necesario sentar bases sólidas para planear una infraestructura de comunicaciones que apoye el desarrollo de las Redes Inteligentes en toda la cadena de valor del sector eléctrico.

Esta tesis describe el estudio, diseño y análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues, el sistema AMI permitirá realizar: lecturas, cortes, y reconexiones de manera remota disminuyendo los gastos operativos que estas tareas conllevan, adicionalmente este sistema es bastante útil para el control de pérdidas eléctricas no técnicas, las cuales crean pérdidas económicas a las Empresas distribuidoras y al país en general, por lo que se analiza y cuantifica todos los recursos necesarios para realizar su implementación.

En la primera parte de esta tesis se describen las características y los beneficios más relevantes que la implementación del Smart Grid y del Smart Meter ofrecerían a los consumidores y a las Empresas de electricidad. Además se presentan las diferentes tecnologías de comunicación que permiten la transmisión de datos entre el sistema comercial de la Empresa y el sistema de medición de cada cliente. Por último se presentan las especificaciones técnicas de algunos de los medidores inteligentes disponibles en el mercado.

En la segunda parte se realizará una descripción general de los diferentes protocolos de comunicación soportados por los contadores inteligentes y las redes inteligentes, se procede a describir el enfoque general de la norma IEC 61968, la misma que se

encuentra apoyada en un modelo de información común CIM el cual sugiere un modelo universal para todos los procesos de una Empresa empleando el estándar de diagramación UML.

La parte nueve de la norma IEC 61968 especifica el contenido de la información de un conjunto de mensajes que pueden ser utilizados para soportar varias funciones de negocios relacionadas con la lectura y el control de los medidores, aquí se presentan dos ejemplos de aplicación para la Empresa Eléctrica Azogues.

Por otro lado se analiza la influencia que tendría el sistema AMI en la regulación N°004/01 sobre la calidad del servicio eléctrico de la distribución establecido por el CONELEC.

En la tercera parte se analiza la infraestructura de comunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. con el objetivo de tener una idea clara y precisa de las ventajas que conllevaría aprovechar esta red. Así mismo, se estudia la posibilidad de reutilizar los equipos de medición existentes, y los costos que estos precisan, también se analizan las diferentes soluciones y tecnologías existentes en el mercado nacional e internacional para la implementación del sistema AMI.

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

Por último, se realiza un análisis económico y financiero sobre la viabilidad del proyecto, para determinar si el sistema es o no rentable, esto se determinará de acuerdo a los criterios de decisión del VAN, TIR, y el período de recuperación.

---

# CAPÍTULO 1

---

## DATOS TÉCNICOS DE LOS CONTADORES INTELIGENTES

### INTRODUCCIÓN

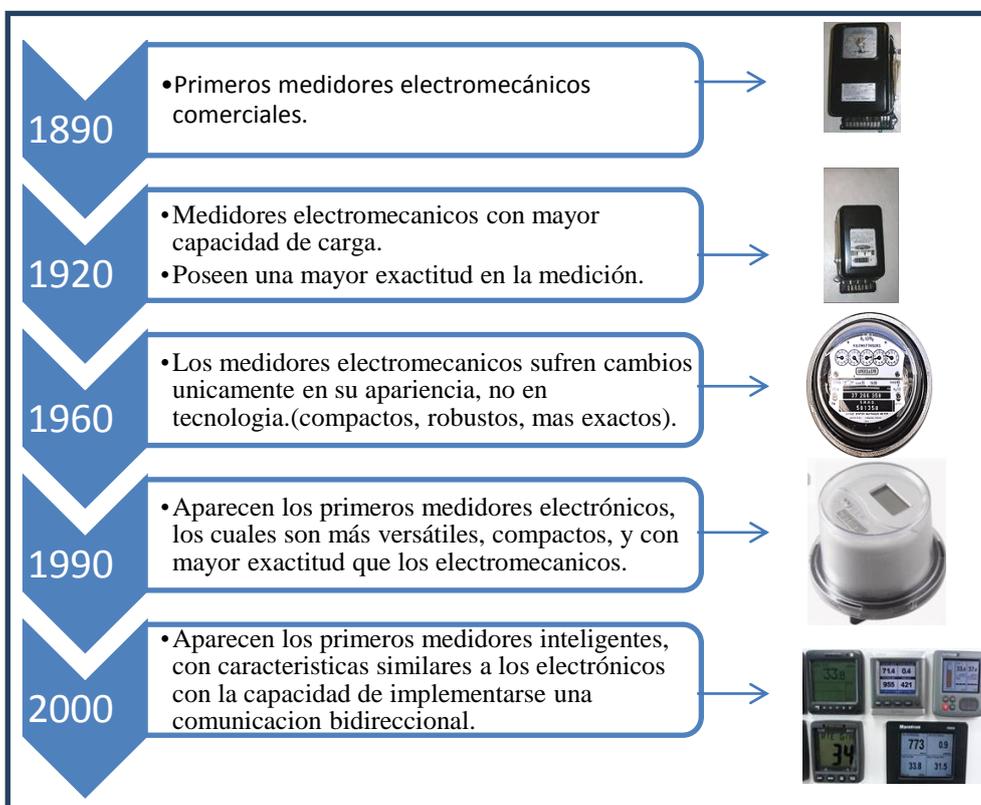
La electricidad es la fuerza vital de la humanidad, proporciona luz, calor, pone en marcha máquinas industriales, equipos médicos, computadoras y electrodomésticos, además es la base de nuestro sistema de comunicaciones; la red eléctrica actual envía un flujo constante de energía a los hogares, se suministra electricidad durante todo el día, incluso cuando no hay consumo.

El objetivo de la Smart Grid es sincronizar el suministro con la demanda para que nos llegue la energía solo cuando la necesitamos, de esta forma la gente tendría la opción de pagar menos en las horas de consumo más bajo. Además, una red optimizada podría dar entrada a nuevas formas de energía.

Con la incorporación de medidores inteligentes se podrá entregar información a los usuarios que les permita modificar sus patrones de consumo, con el fin de optimizar el uso de los recursos, tanto a nivel de generación como en las redes, minimizando las inversiones para cubrir la demanda del sistema eléctrico.

## 1.1 EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN

Los contadores de energía son aparatos integrados en nuestros hogares que indican el consumo total de energía utilizado durante un tiempo determinado (kWh), en la actualidad en la mayoría de ciudades del Ecuador se siguen utilizando los contadores electromecánicos, si bien es cierto estos contadores nos han servido bien, siguen siendo dispositivos mecánicos que utilizan tecnología de hace cien años, por lo que es necesario un cambio de estos equipos para hacer frente a las necesidades tecnológicas del futuro, esto se puede apreciar en la **Figura 1.1** [1].



**Figura 1.1.** Evolución de las tecnologías de medición.

### 1.1.1 Smart Grid

#### ¿Qué es el Smart Grid?

Smart Grid es una visión estratégica tecnológica, dicho de otra manera, es una forma de red eléctrica que emplea tecnología digital, entrega energía de los generadores a

los consumidores usando comunicación digital de dos vías para el control de la carga de los clientes.

### Ventajas del Smart Grid

- ✓ Gestión de servicios flexible.
- ✓ Aumento del control del usuario sobre los parámetros de los servicios.
- ✓ Conocer las condiciones en tiempo real de la red.
- ✓ Administrar la demanda.
- ✓ Administrar la generación.
- ✓ Mejorar la eficiencia.
- ✓ Mejora la seguridad.
- ✓ Mejora la confiabilidad.

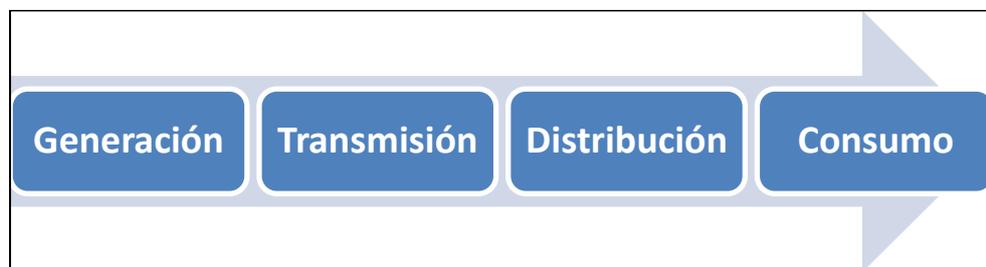
### ¿Cómo se hace el Smart Grid?

A una red de distribución convencional se le añade tecnología de la información y la comunicación (TIC<sup>1</sup>).

### Elementos del Smart Grid

Las tecnologías Smart Grid impactan significativamente toda la cadena de valor, en particular al consumidor.

La cadena de valor según la CELEC<sup>2</sup> E.P., está conformada por los elementos que se muestran en la **figura 1.2** y en la **figura 1.3** [1]:



**Figura 1.2** Cadena de valor de la red eléctrica.

<sup>1</sup> Las TICs constan de equipos, programas informáticos y medios de comunicación para reunir, almacenar, procesar, transmitir y presentar información en cualquier formato.

<sup>2</sup> La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) es una compañía estatal encargada de generar y de abastecer de energía eléctrica al país, bajo el control del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

## **Generación:**

Actualmente en el Ecuador la etapa de generación de mayor importancia es de dos tipos: hidroeléctrica y térmica, a continuación se resumen las principales Empresas generadoras con sus respectivos valores de capacidad instalada [1].

### Hidroeléctricas

➤ HIDROPAUTE	1100	MW
➤ HIDROAGOYAN	453	MW
➤ HIDRONACIÓN	213	MW

### Térmicas

➤ ELECTROGUAYAS	617	MW
➤ TERMOPICHINCHA	265	MW
➤ TERMOESMERALDAS	132	MW

Nivel de Impacto de Smart Grid:

MÍNIMO

## **Transmisión:**

El Sistema Nacional de Transmisión, a cargo de la Empresa TRANSELECTRIC S.A. está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión, el cual dispone de [4]:

- 14 subestaciones de 230/138/69 kV.
- 21 subestaciones de 138/69 kV.
- 6.937 MVA de transformación en operación y 950 MVA en reserva.
- 1.967 km de líneas de transmisión de 230 kV.
- 1.769 km de líneas de transmisión de 138 kV.
- 115 km de líneas de sub-transmisión de 69 kV.

Tecnologías que se podrán implementar:

- Medición fasorial sincronizada (PMUs).

- FACTS<sup>3</sup> (Flexible AC Transmission Systems).
- Corriente continua a alta tensión.

Nivel de Impacto de la Smart Grid:

MODERADO

**Distribución:**

El CONELEC<sup>4</sup> tiene un contrato con las siguientes Empresas distribuidoras:

1. E.E. CENTRO SUR.
2. E.E. AZOGUES.
3. E.E. COTOPAXI.
4. E.E. QUITO.
5. E.E. GALÁPAGOS.
6. E.E. EMELNORTE.
7. E.E. AMBATO.
8. E.E. REGIONAL DEL SUR.
9. E.E. RIOBAMBA.
10. CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. que a su vez consta de las siguientes Empresas:

- E.E. PENÍNSULA STA. ELENA.
- E.E. ESMERALDAS.
- E.E. BOLÍVAR.
- E.E. MANABÍ.
- E.E. MILAGRO.
- E.E. STO. DOMINGO.
- E.E. EL ORO.
- E.E. LOS RÍOS.

---

<sup>3</sup> El término FACTS engloba la totalidad de sistemas basados en la electrónica de alta potencia que se utilizan para la transmisión de energía de A.C.

<sup>4</sup> CONELEC es el ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

- E.E. SUCUMBÍOS.
- E.E. GUAYAS LOS RÍOS.

Tecnologías que se podrán implementar:

- AMI: Advanced Meter Infrastructure.
- Automatización de distribución.
- Control automático de Voltaje (AVC).
- Compensación de potencia reactiva.
- Almacenamiento energía.

Nivel de Impacto de Smart Grid:

IMPORTANTE

### **Consumo:**

Las tecnologías que se podrán implementar con Smart Grid desde el punto del consumidor son las siguientes:

- Contadores inteligentes.
- Casas inteligentes (Dispositivos electrónicos inteligentes).
- Generación distribuida y Fuentes Renovables.
- Almacenamiento energía (Micro-generación).
- Vehículos eléctricos (Plug-in Hybrid Electric Vehicles).
- Tarifas en períodos (Discriminación Horaria).
- Sistemas prepago.
- Home area networking HAN<sup>5</sup>.

Nivel de Impacto de Smart Grid:

REVOLUCIONARIO

---

<sup>5</sup> HAN (Red de Área Doméstica): Conjunto de dispositivos de todo tipo, informáticos o no, instalados en un hogar y conectados entre sí, y que pueden ser operados a distancia mediante Internet.

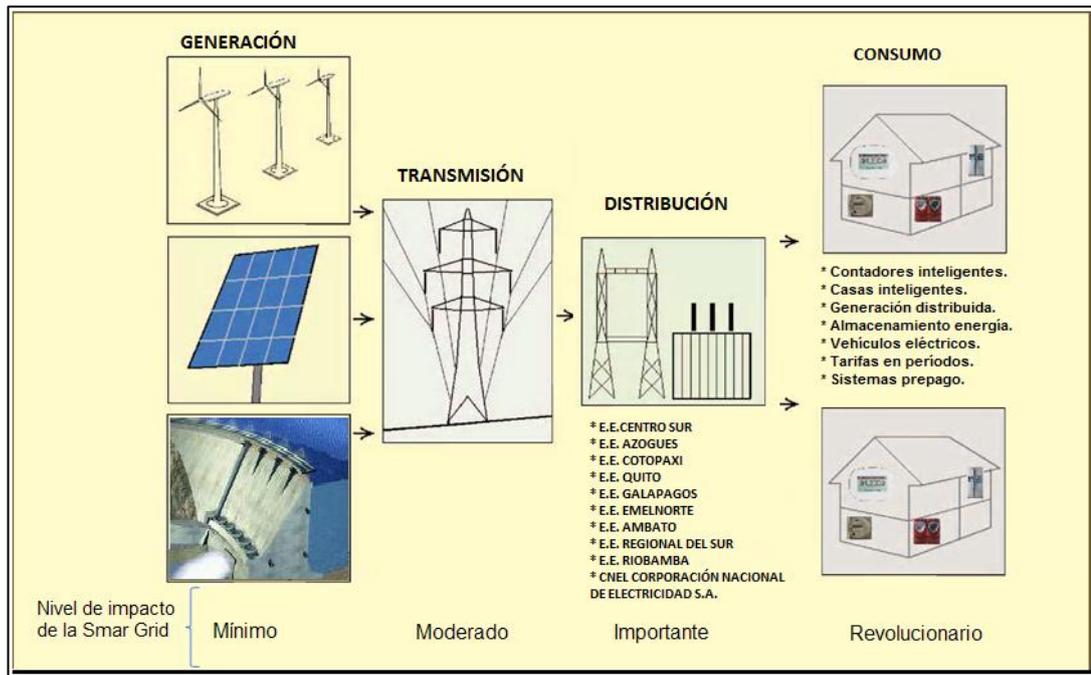


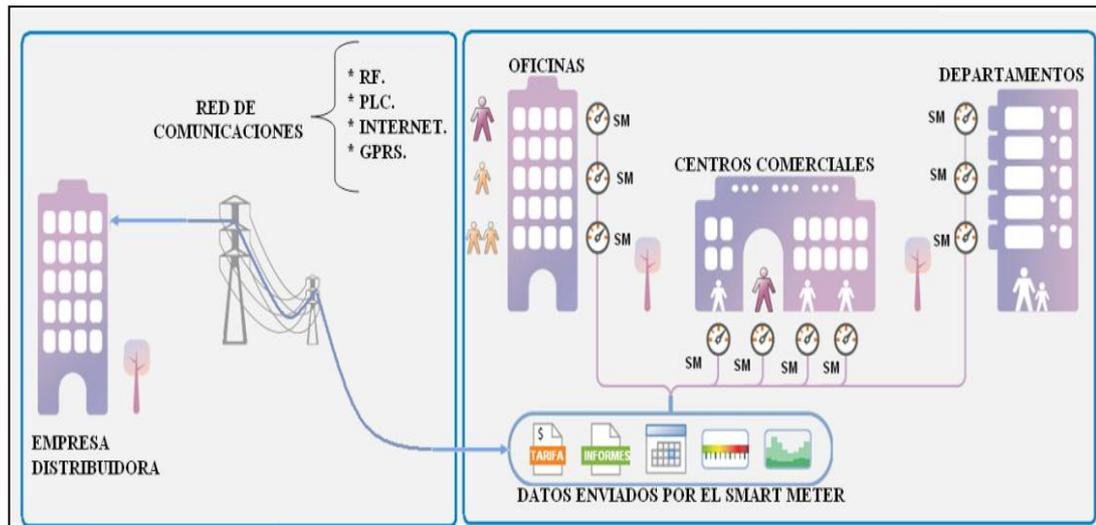
Figura 1.3 Elementos de la cadena de valor.

### 1.1.2 Advanced Metering Infrastructure (AMI)

La infraestructura avanzada de medición (AMI) es el término usado para representar las tecnologías de sistemas de medición, que van hasta la administración automática remota de cargas de los consumidores por parte de las Empresas de electricidad.

La base fundamental de las redes inteligentes está en la infraestructura avanzada de medida AMI que está compuesto por contadores inteligentes o "Smart Meters" y un canal de comunicación bidireccional por medio de Internet o redes similares entre estos contadores y la Empresa proveedora del servicio.

Los contadores inteligentes proporcionan información detallada y en tiempo real acerca de los consumos de los usuarios. Esta información permite a los proveedores, entre otras cosas, optimizar la generación de energía en función de la demanda, mientras que a los usuarios les permitiría reducir costes en sus facturas mediante un mejor conocimiento de sus consumos. Este hecho se muestra en la **figura 1.4**



**Figura 1.4** Conexión de un sistema AMI

### Características de un sistema AMI

Un sistema de medición inteligente tiene una gran variedad de características, entre las más destacadas tenemos:

- Mejora de la calidad de energía.
- Detección y ubicación de fallas en alimentadores.
- Gestión de carga de vehículos eléctricos.
- Incorporación de electrodomésticos al concepto de Red Inteligente.
- Completamente bidireccional.
- Acceso de datos en tiempo real.
- Banda ancha, comunicaciones en red.
- Interoperabilidad de equipos M2M<sup>6</sup>.
- Gestión y administración remota.

### Beneficios con la implantación de sistemas AMI

Un sistema de medición inteligente tiene beneficios tanto como para el usuario como para la Empresa proveedora de servicio.

<sup>6</sup> M2M (Machine to Machine o Máquina a Máquina) es un concepto genérico que indica el intercambio de información o comunicación en formato de datos entre dos máquinas remotas.

## **Beneficios para el consumidor**

Un sistema AMI brinda información en tiempo real acerca de su consumo y uso de la energía, así como los medios para controlarlos y administrarlos de manera eficiente, reduciendo costos, mediante la activación de los controles de sus electrodomésticos inteligentes (refrigeradores, lavadoras, secadoras, aire acondicionado, iluminación, entre otros.) de manera automática o manual. Obtención de beneficios comunes, tales como:

Eficiencia, confiabilidad, seguridad de la red y del servicio eléctrico, así como la protección del medio ambiente.

## **Beneficios para la Empresa de electricidad**

Un sistema AMI brinda mayor información e influencia sobre los patrones de consumo y uso de la energía de sus clientes para una mejor predicción de la demanda permitiendo la tarificación en tiempo real. Mejorando así la eficiencia, confiabilidad, seguridad de la red y del servicio eléctrico. Ahorros financieros por generación suspendida. Anticipación a fallas en la red eléctrica. Protección del medio ambiente.

## **1.2 SMART METERS**

### **1.2.1 Clasificación de los Medidores**

En función de su propósito existen varios tipos de medidores según su construcción, el sistema de la red, tipo de energía que mide, horario de utilización y clase de precisión. Dependiendo de cada aplicación los medidores que pueden pertenecer a uno o varios de estos grupos [6].

#### **Considerando su construcción**

**Medidores de inducción (Electromecánicos):** Son medidores en los que las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil (disco), haciéndolo girar. El principio de funcionamiento es muy similar al de los

motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corriente eléctrica con los campos magnéticos.

**Medidores estáticos (Electrónicos):** Son medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los kilovatios/hora. Están contruidos con dispositivos electrónicos, generalmente son de mayor precisión que los electromagnéticos.

### **Considerando el sistema de la red:**

Medidores monofásicos y trifásicos

### **Considerando la energía que miden**

**Medidores de energía activa:** Mide el consumo de energía activa en kilovatios/hora.

**Medidores de energía reactiva o aparente:** Mide el consumo de energía reactiva en kilovares/hora. La energía reactiva se mide con medidores electrónicos que miden tanto la energía activa como la energía reactiva.

### **Considerando el horario de utilización**

Medidores de tarifa múltiple y de demanda máxima.

### **Según la exactitud**

De acuerdo a normas internacionales, los medidores se dividen en 3 clases:

**Medidores clase 0.5:** Se utilizan para medir la energía activa suministrada en bloque en punto de frontera con otras Empresas electrificadoras o grandes consumidores alimentados a 115 kV.

**Medidores clase 1:** Incluye los medidores trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores, para clientes mayores de 55 kW.

**Medidores clase 2:** Incluye los medidores monofásicos y trifásicos para medir energía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas menores de 55 kW.

El índice de clase 0.5, 1, y 2 significa los límites de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la máxima con un factor de potencia igual a uno.

Los medidores electrónicos de energía activa, deben cumplir con las normas internacionales para los “Medidores Estáticos de Energía Activa Especificaciones Metrológicas para clase 0.2S y 0.5S” “Medidores Estáticos de Energía Activa para corriente alterna clase 1 y 2”.

El índice de clase es el número que expresa el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre 0,1 veces la corriente básica y la corriente máxima o también entre 0.05 veces la corriente nominal y la corriente máxima con un  $\text{Cos } \Phi = 1$ .

### **1.2.2 Fundamentos de los Contadores de Energía Eléctrica.**

Los contadores de energía eléctrica indican el consumo total de energía durante un tiempo determinado. La energía está en función del producto de la intensidad y de la tensión que varían en un lapso de tiempo establecido [7].

La expresión general de la energía eléctrica es:

$$w = K \int uidt \quad \text{Ecuación 1.1}$$

La tensión al permanecer constante, hace que la expresión de la energía sea:

$$w = Ku \int idt = K_2 \int idt \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Siendo Q la cantidad de electricidad:

$$Q = \int i dt \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Por lo que la expresión anterior toma la forma:

$$w = K_2 Q \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Es decir que los contadores cuentan la cantidad de electricidad  $Q$  que pasa por los circuitos eléctricos conectados. Por esta razón, se denominan contadores de cantidad.

### **1.2.3 Características Generales**

El contador de energía eléctrica es un vínculo indispensable entre el cliente y la Empresa de distribución.

Los contadores existentes en el país cumplen esta función, sin embargo, la gran mayoría basa su funcionamiento en tecnología de hace un siglo, convirtiéndose en dispositivos obsoletos en la era de las **TICs**.

Por analogía es como si para escuchar música se utilizará un tocadiscos en vez de un iPod. Por lo tanto si no se toma medidas de actualización en la infraestructura actual de contadores, las Empresas no será capaces de afrontar las necesidades del futuro.

La principal diferencia con los contadores convencionales es la capacidad de comunicación, a través de una red de telecomunicaciones, haciendo posible la transferencia bidireccional de datos entre el Smart Meter y los sistemas centrales de facturación.

Esto permite prescindir de la facturación por estimación que conlleva pérdidas económicas tanto para el cliente como para la Empresa de distribución. Además de lograr que la gestión se realice desde una ubicación remota obteniendo una medición precisa, detallada y en tiempo real, integrando funciones de medida, registro y tarifación de energía.

### 1.2.4 Principio de operación de un Smart meter

La estructura general del contador mantiene los tres elementos principales como son el sistema de medida, la memoria y el dispositivo de información principal que es ahora el sistema de comunicaciones. Para ampliar sus capacidades operativas se le añaden los elementos complementarios siguientes [8]:

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

Para un Smart meter, se tiene el siguiente diagrama de bloques [9]:

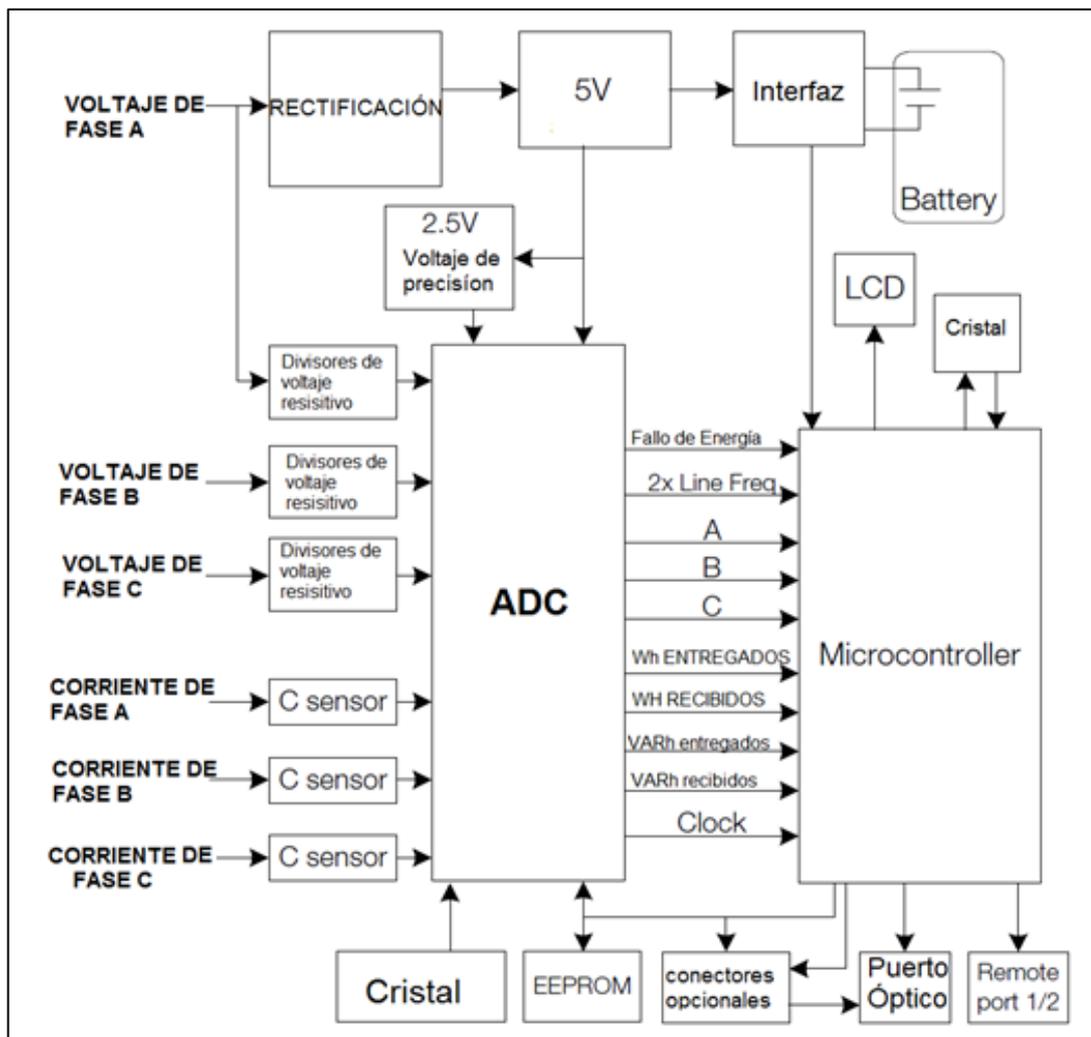


Figura 1.5. Principio de funcionamiento de un contador electrónico.

El medidor de la **Figura 1.5** utiliza divisores de voltaje para percibir el voltaje, mientras que para medir la corriente se usan transformadores de corriente. El uso de este tipo de circuito de voltaje requiere que la tierra para los elementos electrónicos se conecte al neutro de la línea.

Los sensores producen señales que son exactamente proporcionales al voltaje y corriente de servicio. Seis convertidores A/D incorporados en un solo dispositivo realizan un muestreo simultáneo de las señales de cada uno de los sensores. Las formas de onda del voltaje y la corriente de cada fase del medidor se muestrea un número de veces muy superior a lo que establece el criterio de Nyquist<sup>7</sup>.

Las técnicas utilizadas en el proceso de muestreo digital garantizan que las mediciones de la muestra rastreen la forma de onda de manera exacta, aun cuando se distorsione la onda sinusoidal normal de 50/60 Hz. Estas técnicas hacen que el medidor sea mucho más exacto bajo altas condiciones de armónicas, porque los componentes de la forma de onda de alta frecuencia no pasan sin detectarse.

Un microprocesador analiza la rápida sucesión de muestras de voltaje y corriente y calcula valores instantáneos y cantidades de energía. Debido a que el procesamiento se realiza al índice de muestra, el medidor puede determinar tanto la energía activa como la energía reactiva.

Otro procesador acumula las cantidades deseadas de energía activa, energía reactiva, demanda, Tarifas horarias y perfil de carga. Además, este procesador mantiene la pantalla y el reloj en tiempo real.

Una fuente de alimentación de conmutación de retroceso soporta los circuitos del medidor. La fuente de alimentación proporciona +5 VCD para la operación de circuitos análogos y digitales. Las funciones del medidor se implementan en una combinación de hardware y firmware. La operación de algunas de estas funciones depende de los parámetros programados dentro del medidor.

---

<sup>7</sup> El criterio de Nyquist-Shannon, establece que la frecuencia mínima de muestreo necesaria para evitar el aliasing debe ser:  $F_s > 2 BW$  Con  $f_s$ : frecuencia de muestreo y  $BW$ : ancho de banda de la señal a muestrear.

Las comunicaciones se implementan mediante enlaces con la **HAN** y con el administrador de datos (**DM**) utilizando los puertos serie que dispone el micro-controlador como periféricos, se trata de una comunicación local Machine to Machine (**M2M**) con otros dispositivos especializados en las redes que se deseen desplegar. Esta modularidad permite adaptar el diseño a las circunstancias de cada aplicación.

Como elementos complementarios típicos en los dispositivos se pueden indicar los sensores de temperatura internos, el reloj en tiempo real, la gestión de energía del sistema, el supervisor de las memorias de configuración del sistema y del firmware o la detección de fugas de corriente.

La información del consumo cada media hora, permitirá ver cómo el consumo difiere durante todo el día y servirá de base para la fijación de precios inteligentes en el futuro.

### **1.3 TIPOS Y ARQUITECTURAS**

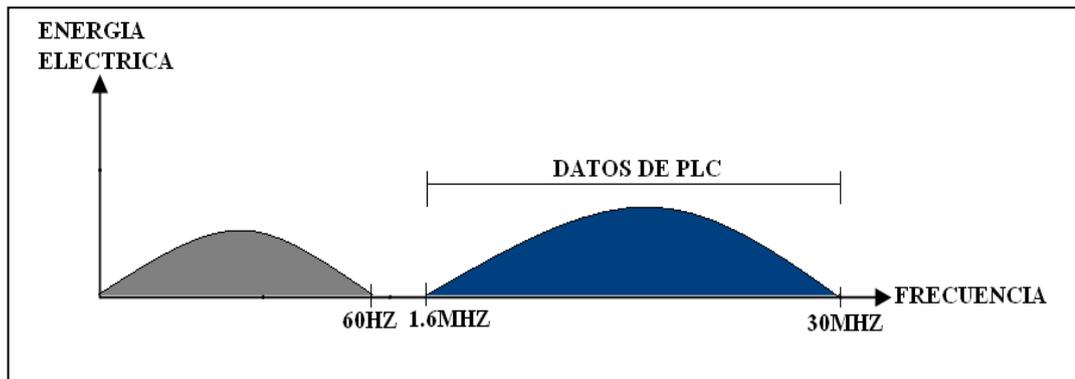
#### **1.3.1 Power Line Communications (PLC)**

Power Line Communications (PLC), también conocida como DPL (Digital Power Line) o bien como BPL (Broadband Power Line) [10] es una tecnología que aprovecha la red eléctrica para la transmisión de voz, video y datos basados en el protocolo IPv4.

#### **Funcionamiento**

PLC nació con la intención de aprovechar la estructura desplegada del tendido de cables de energía eléctrica de baja tensión para la transmisión de datos.

Mientras que la energía eléctrica llega a los usuarios en forma de corriente alterna de baja frecuencia (50/60 Hz), en Power Line Communications (PLC) se utiliza alta frecuencia (1,6 – 30 MHz) para transportar datos, voz y video **Figura 1.6.**



**Figura 1.6** Rango de frecuencias para tecnología PLC.

### Infraestructura PLC

El componente principal en la topología de una red PLC es el HE (Head End), que se suele denominar también TPE (Transformer Premises Equipment) o módem de cabecera. Este equipo actúa como maestro que autentifica, coordina la frecuencia, y actividad del resto de equipos que conforman la red PLC de forma que se mantenga constante en todo momento el flujo de datos a través de la red eléctrica.

Además permite conectar al sistema con la red externa (WAN, internet, etc.) por lo que es el interfaz adecuado entre la red de datos y la red eléctrica.

La elección de su ubicación es un aspecto clave de la arquitectura de una red PLC, ya que es esencial que la inyección de datos se produzca de forma ventajosa y permita proporcionar la máxima cobertura posible dentro de la red.

En función de la solución empleada, así como de la calidad y nivel de ruido de la instalación eléctrica de baja tensión, la distancia entre equipos oscila entre los 150 metros y los 400 metros sin necesidad de dispositivos intermedios regeneradores.

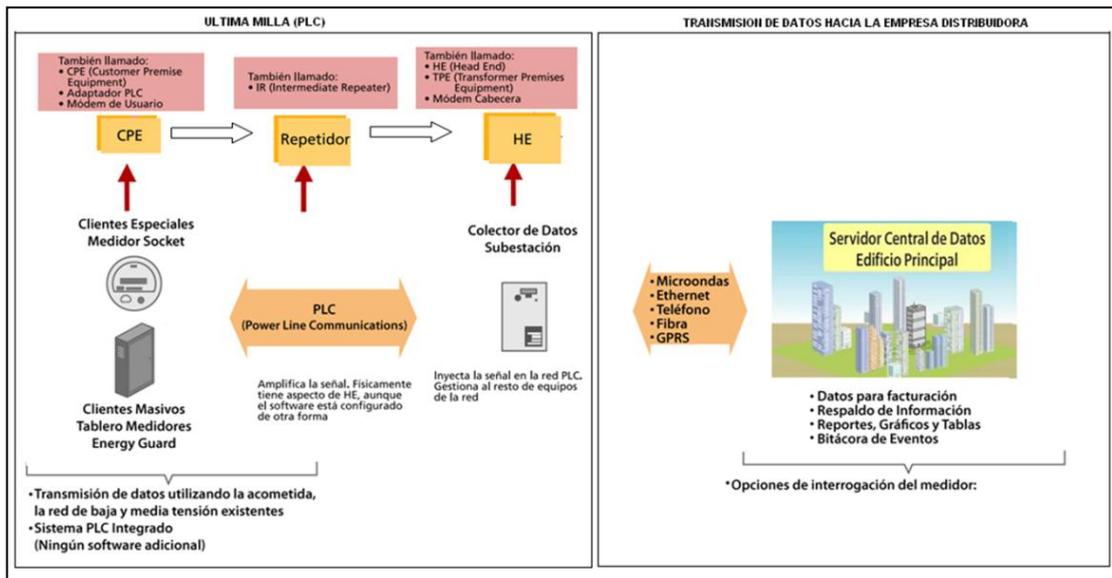
Para los casos en los que el tendido eléctrico supera esas distancias se utilizan repetidores (IR, Intermediate Repeater), extendiendo así el alcance de la red. Estos dispositivos regeneran la señal, altamente degradada por la atenuación provocada por los cables eléctricos, asegurando la calidad en el enlace PLC. Por tanto, el repetidor

aumenta la cobertura del servicio ofrecido y consigue unos elevados valores de rendimiento en lugares alejados del HE.

El CPE (Customer Premises Equipment), también conocido como adaptador o módem de usuario permite conectar un equipo a la red de datos establecida gracias al HE. Su misión es convertir cada toma eléctrica en un punto de red al cual poder conectar un equipo informático.

Tanto el HE como el CPE poseen una serie de elementos encargados de filtrar y separar la corriente alterna eléctrica (50-60 Hz de frecuencia) de las señales de alta frecuencia, que son las que soportan los servicios de vídeo, datos, voz, etc.

Básicamente, todo el proceso anterior transforma los enchufes de cada hogar u oficina en puntos de conexión a Internet **Figura 1.7.**



**Figura 1.7. Infraestructura PLC**

### 1.3.2 Tecnología GPRS

El sistema General Packet Radio Service (GPRS) [12] es una extensión del sistema móvil GSM para la transmisión de información mediante la técnica de conmutación de paquetes. La explotación de este sistema llega a ser un complemento del sistema GSM por lo cual ambos comparten los mismos canales de radio repartiendo los

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

GPRS [13] es también conocido como GSM-IP (Protocolo de Internet GSM), debido a que está orientada a los protocolos TCP/IP (Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet).en GPRS la velocidad de transferencia es de 56 a 144 kbps.

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

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

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

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

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

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

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

## **Ventajas**

- Los usuarios están “permanentemente conectados”.

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

### **Desventajas**

Capacidad limitada de la célula para todos los usuarios.

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

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

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

### 1.3.3 Tecnología Wi-Fi

La tecnología Wi-Fi [14] también llamada WLAN (*Wireless LAN*, red inalámbrica) permite interconectar ordenadores y otros equipos electrónicos de forma inalámbrica.

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

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

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

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

Para Wi-Fi se utilizan las bandas que no se necesita licencia las cuales son 2,4 GHz y 5 GHz, **Tabla 1.1** y trabajan a una potencia máxima: 100mW en Europa, 100mW en USA y 10mW en Japón.

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

*Tabla 1.1. Banda de frecuencias tecnología WI-FI*

## Aplicaciones

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

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

## Ventajas

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

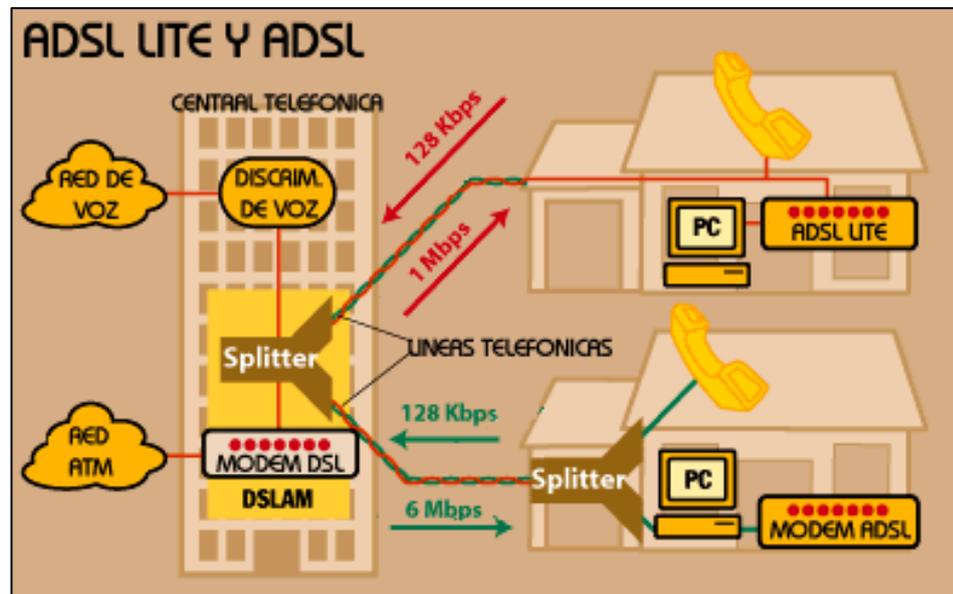
## Desventajas

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

### **1.3.4 Tecnologías ADSL**

La tecnología ADSL [15] es una técnica de modulación que permite una transmisión de datos a gran velocidad a través de la conexión telefónica (par de hilos de cobre). La diferencia entre la modulación de los módems de 56K y los de ADSL es que esto modulan a un rango de frecuencias superior a los normales, de 24 hasta los 1.104 KHz para los datos y de 300 a 3.400 Hz para la modulación de voz, esto supone que

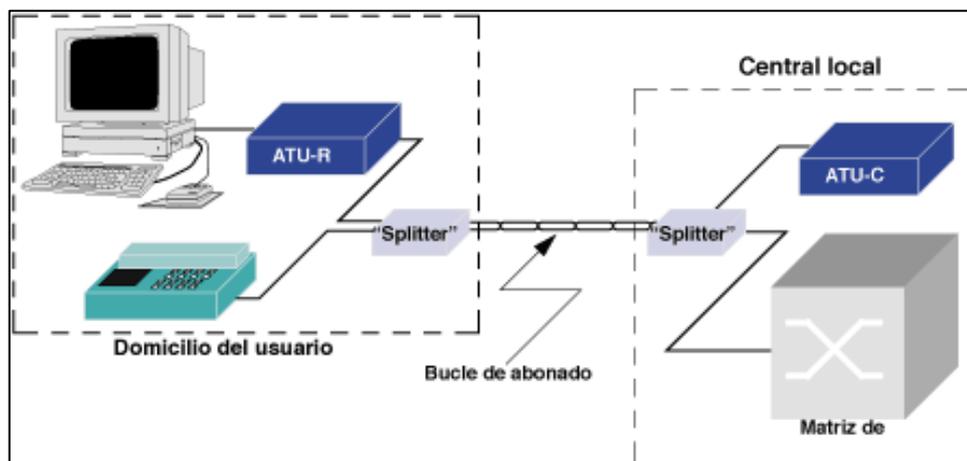
ambos tipos de modulación pueden estar activos en un mismo instante ya que trabajan en rangos de frecuencia distintos.



**Figura 1.8** Esquema ADSL.

Fuente: *Manual De Tecnología ADSL*, 2005, <http://www.abcdatos.com/tutoriales/tutorial/11861.html>

Al ser ADSL una conexión asimétrica, los módems situados en la central y en casa del usuario son diferentes. En la **Figura 1.9** vemos que aparece un elemento llamado “splitter”, este está formado por dos filtros uno paso alto y otro paso bajo, cuya única función es separar las dos señales que van por la línea de transmisión, la de telefonía vocal (bajas frecuencias) y la de datos (altas frecuencias).

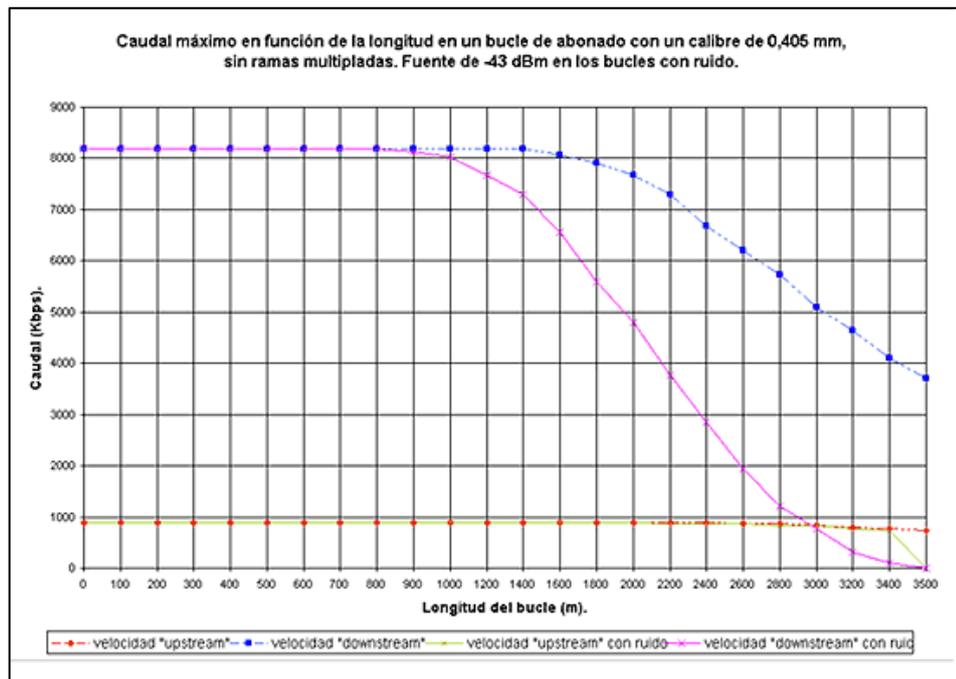


**Figura 1.9:** Conexión ADSL

Fuente: *Manual De Tecnología ADSL*, 2005, <http://www.abcdatos.com/tutoriales/tutorial/11861.html>

En un cable formado por pares de hilos de cobre la atenuación de la señal es función de la longitud, dependiendo de la distancia del abonado con respecto a su central, la velocidad máxima que ésta es capaz de suministrar al usuario será diferente.

A una distancia de 2 Km. entre la central y el usuario, la velocidad máxima que puede tener el usuario es de 2 Mbps en sentido de bajada y 0.9 Mbps en sentido de subida. En la **Figura 1.10** se ilustra esta característica.



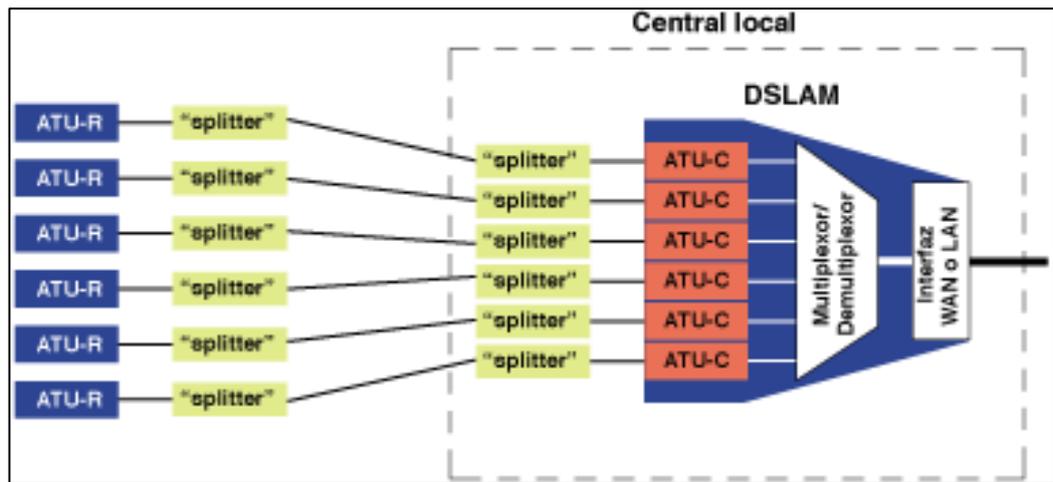
**Figura 1.10** Relación Velocidad–Distancia

Fuente: *Manual De Tecnología ADSL*, 2005, <http://www.abcdatos.com/tutoriales/tutorial/11861.html>

## Digital Subscriber Line Access Multiplexer DSLAM

ADSL necesita dos módems para cada usuario; el que tiene el usuario en su casa y el de la central del operador. El DSLAM (Digital Subscriber Line Access Multiplexer) consiste en un armario que contiene varios Módems ATU-C y que concentra todo el tráfico de los abonados del ADSL hacia una red WAN.

En la **Figura 1.11** podemos ver la estructura de uno de estos ‘armarios’.



**Figura 1.11** Estructura de un armario DSLAM

Fuente: *Manual De Tecnología ADSL*, 2005, <http://www.abcdatos.com/tutoriales/tutorial/11861.html>

## Ventajas

### Para el usuario:

- Acceso de alta velocidad
- Conexión Permanente

### Para la compañía telefónica:

- Doble Función Del Mismo Cable
- Ocupación De La Central casi nula.
- No Existe Riesgo De Colapso En La Red Conmutada

## Desventajas

- No todas las líneas pueden ofrecer este servicio (las que se encuentren en muy mal estado o a mucha distancia de la central).
- La mala calidad del cableado en el domicilio del usuario puede afectar el funcionamiento del sistema.

### **1.3.5 Neighbor Area Networks (NANS) y Wide Area Networks (WANS)**

En función de la geografía, unas tecnologías pueden ser más apropiadas que otras a la hora de hacer llegar las señales de control de las compañías y de recoger la información de una zona más o menos amplia.

En zonas urbanas, tanto la fibra como, sobre todo, las tecnologías DSL tienen una implantación muy grande, por lo que serían la mejor alternativa.

En cambio, en zonas rurales no existe tendido de fibra y la cobertura de ADSL es baja. En estos casos las soluciones serían BPL y WiMax [16]. BPL presenta los inconvenientes de que su rendimiento depende de la corriente y la necesidad de colocar repetidores en todos los transformadores, por lo que el coste de instalación es elevado.

En definitiva, en zonas urbanas las tecnologías DSL y FTTH (si al final se impone de forma masiva) y WiMax en las rurales parecen las opciones más sensatas en términos de velocidad de instalación y coste.

Ante la inminente penetración de los vehículos eléctricos y las restricciones a las emisiones de gases de efecto invernadero, urge alcanzar estándares que definan cómo debe realizarse la implantación de la Smart Grid.

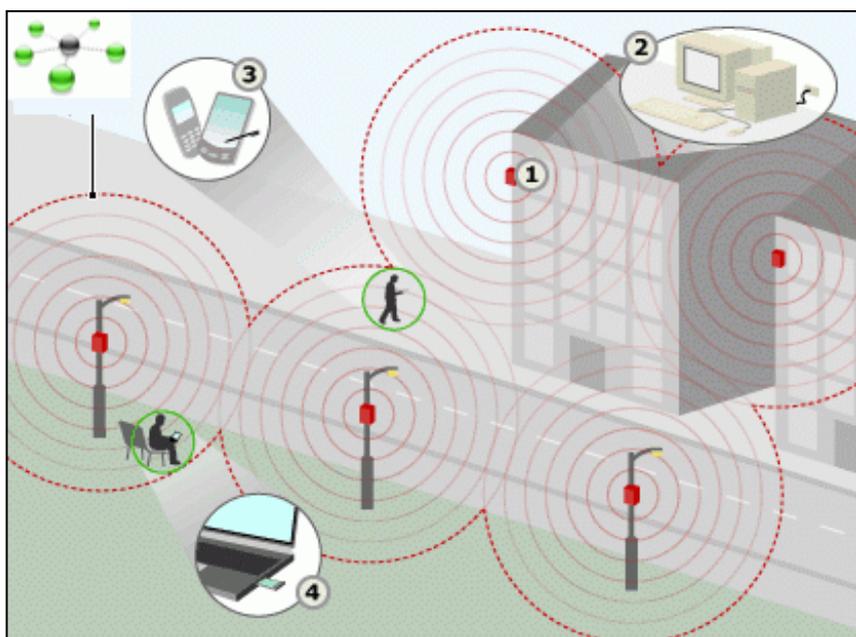
No es basta con adoptar una única tecnología, sino que es preciso disponer de varias tecnologías que permitan la flexibilidad necesaria para cualquier situación. La elección de unas tecnologías sobre otras debe hacerse atendiendo a criterios tales como el coste, las infraestructuras ya existentes, la cobertura geográfica y los requerimientos de velocidad de transmisión de datos, pues no es lo mismo una zona rural que una urbana, donde la densidad de población es mucho mayor.

### **1.3.6 Las redes mesh o malladas**

Las redes Mesh [17] consisten en tener un punto de acceso WiFi tradicional en donde la zona de cobertura se limita lo mejor posible a un radio de algunas decenas de metros.

La topología mesh conectaría, unos a otros, todos estos puntos de acceso o “hotspots”, de tal modo que la cobertura global se extendería sobre una zona de varios kilómetros cuadrados.

Las redes malladas proporcionan la manera más sencilla de realizar un despliegue de red sin necesidad de cableado. La naturaleza de estas redes permite disponer rápidamente de una red fiable en amplias zonas exteriores, con redundancia y recuperación ante fallos de manera automática. Además, se complementa perfectamente con las redes metropolitanas de fibra óptica, que ofrecen una mayor capilaridad y, como tecnología WiFi, que permite el uso de una amplia variedad de dispositivos como PDA, teléfonos, portátiles, etc., Pero lo más importante es que abren paso al uso de varias aplicaciones en áreas de servicios como sanidad, formación, turismo, cultura, ocio y administración con altas medidas de seguridad y permitiendo el incremento de tráfico en las redes a óptima velocidad y con significativos ahorros de costes esto se puede apreciar en la **Figura 1.12**.



**Figura 1.12** Red mallada o mesh

*Fuente: NODALIS.ES, “Porque una red MESH”, <http://www.nodalis.es/sobre-nodalis-por-que-una-red-mesh-o-mallada.htm>.*

La tecnología mesh utiliza los estándares establecidos de una forma totalmente novedosa. El conjunto de nodos proporciona una zona de cobertura inalámbrica muy extensa. Los nodos son capaces de establecer comunicación entre ellos en cuanto sus

zonas de cobertura se solapen entre sí, **Figura 1.12**. Por otro lado, si se solapan varias zonas de cobertura, aunque fallen uno o más nodos, la red se sustenta y sigue operando. El usuario probablemente ni se enterará de esto, ya que su equipo se conectará automáticamente (roaming) con el nodo más próximo operativo. Cuantos más puntos de acceso a Internet disponga, más fiable y rápida será la red

En definitiva, la red mallada es una de las soluciones de futuro para la administración que persigue nuestra sociedad gracias a la flexibilidad que ofrece para la adaptación a los continuos cambios y a las amplias posibilidades de innovación que brinda.

### **1.3.7 ZigBee**

ZigBee [18] es el nombre de la especificación de un conjunto de protocolos de alto nivel de comunicación inalámbrica para su utilización con radio digital de bajo consumo, basada en el estándar IEEE 802.15.4 de WPAN (wireless personal area network). Su objetivo son las aplicaciones que requieren comunicaciones seguras con baja tasa de envío de datos y maximización de la vida útil de sus baterías.

Entre las aplicaciones que puede tener están:

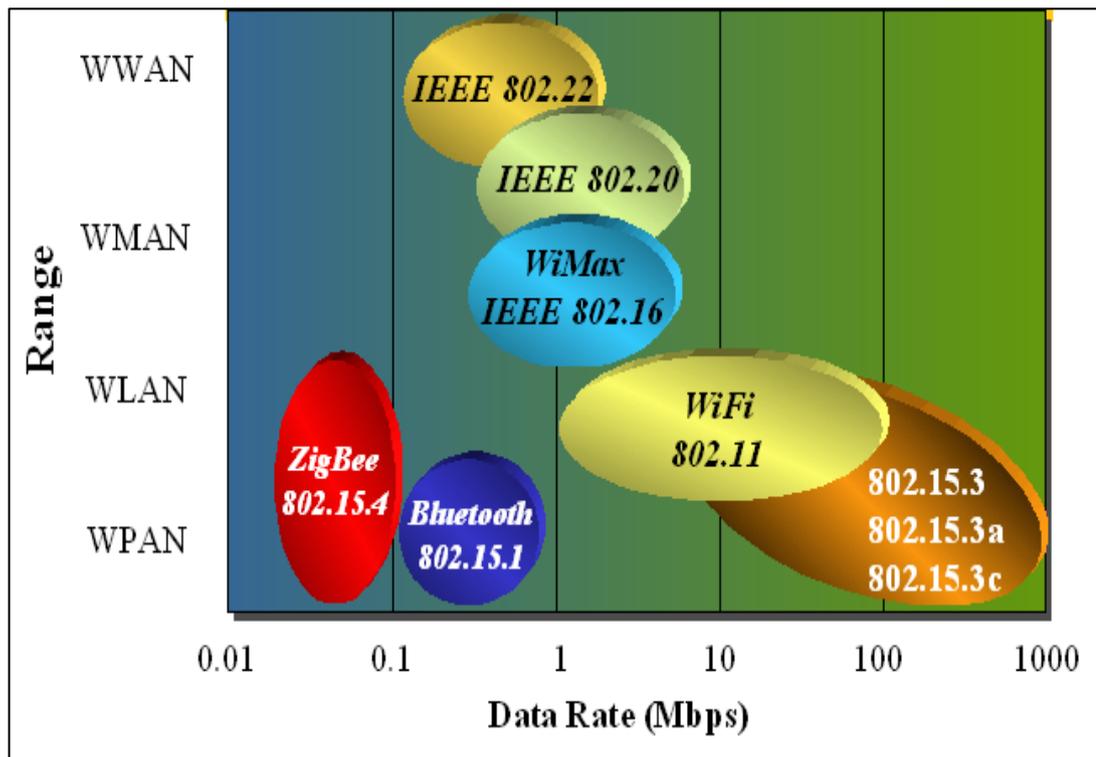
- Domótica.
- Automatización industrial.
- Reconocimiento remoto.
- Juguetes interactivos.
- Medicina.

### **Objetivo**

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

## Bandas de operación

ZigBee opera en las bandas libres de 2.4Ghz, 858Mhz para Europa y 915Mhz para Estados Unidos. En la **Figura 1.13** se puede ver el espectro de ocupación en las bandas del protocolo 802 (incluyendo ZigBee).



**Figura 1.13.** Tecnologías en 2.4GHz

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

## 1.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

La marca Itron es considerada entre las tres mejores soluciones para medición avanzada AMI a nivel mundial, Itron ofrece una amplia gama de medidores inteligentes así como la infraestructura de comunicación, la Empresa ha vendido sus soluciones en 60 países y más de 3000 Empresas a utilizan sus productos y servicios, en la **Figura1.14** se puede observar uno de estos equipos de medición.

### 1.4.1 Equipos SENTINEL de la marca ITRON [8]



Figura 1.14. Medidor residencial y comercial modelo SENTINEL de ITRON

#### Precisión

- Precisión clase 0.2.

#### Voltaje nominal

- Detección de fuente de alimentación automática, con disponibilidad monofásica o trifásica.
- La fuente de alimentación funciona con un rango de entrada de tensión de 120-480 V.
- La fuente de alimentación trifásica funciona con un rango de entrada de tensión de 57.7-277 V.

#### Frecuencia

- El medidor funciona correctamente en los sistemas eléctricos 60 HZ  $\pm$  5%

#### Corriente de arranque

- 0,005 amps (Clase 20)
- 0,050 amps (Clase 200)

- 0,080 amps (clase 320)

### **Unidades de medida**

- Voltios (0,75Vn-1,15Vn) Todos los ángulos de fase, +/- 0,2%
- Amps (0,1A-0,25A) Todos los ángulos de fase, +/- 0,4%
- Amps (0,25A-20A) Todos los ángulos de fase, +/- 0,4%
- Amps (2,5A-200A) Todos los ángulos de fase, +/- 0,4%
- Vatios (0,05A-0,25A) 0°, 180°, +/- 0,4%
- Vatios (0,25A-20A) 0°, 180°, +/-0,2%
- Vatios (2,5A-200A) 0°, 180°, +/-0,2%
- Vatios (0,05A-0,5A) -60°, +60°, -120°, +120°, +/-0,5%
- Vatios (0,05A-20A) -60°, +60°, -120°, +120°, +/- 0,3%
- Vatios (5,0A-200A) -60°, +60°, -120°, +120°, +/- 0,3%
- Vars (0,05A-0,25A) -90°, +90°, +/- 0,4%
- Vars (0,25A-20A) -90°, +90°, +/-0,2%
- Vars (2,5A-200A) -90°, +90°, +/-0,2%
- Vars (0,05A-0,5A) -30°, +30°, -150°, +150°, +/- 0,5%
- Vars (0,5A-20A) -30°, +30°, -150°, +150°, +/-0,3%
- Vars (5,0A-200A) -30°, +30°, -150°, +150°, +/-0,3%
- VAt. (0,05A-0,25A) Todos los ángulos de fase, +/-0,8%
- VA. (0,25A-20A) Todos los ángulos de fase, +/-0,6%
- VA. (2,5A-200A) Todos los ángulos de fase, +/-0,6%
- VAVec (0,1A-0,5A) -60°, +60°, -120°, +120°, -30°, +30°, -150°, +150°, +/- 0.6%

### **Registro de energías**

La opción de perfil de carga está disponible en dos tamaños: 48 kilobytes y 96 kilobytes de memoria. La cantidad de memoria realmente utilizada para registro de perfil de carga se puede programar en incrementos de 1 kilobyte (1-48 o 1-96). En ambas opciones de perfil de carga, hay hasta 8 canales disponibles para datos de perfil de carga de intervalo.

El perfil de carga registra datos en base a intervalo de bloque. La duración del intervalo es programable para 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 o 60 minutos. La duración de intervalo es la misma para todos los canales y es independiente de la duración de intervalo para cantidades de demanda.

### **Tarifador:**

Tiene la función de Tarifas Horarias (TOU), esta función fue diseñada para ser usada en aplicaciones de facturación donde las tarifas múltiples se requieren para energía y demanda.

La opción TOU está disponible en dos niveles:

- TOU Básico: 4 tarifas + Total.
- TOU Extendido: 7 tarifas + Total

Las cuatro (o siete) tarifas independientes se llaman A, B, C y D o A, B, C, D, E, F y G. Solo uno de estas tarifas se pueden activar al mismo tiempo. El registro Total, designado tarifa T, siempre está activo, sin importar el período de tarifa activa.

Las tarifas horarias del SENTINEL se aplican a todos los registros de demanda y energía que se han seleccionado para la medición. Por lo tanto, todos los registros de demanda y energía se dividen en segmentos de acuerdo al programa TOU y está disponible en cada período de tarifas, además del Total.

### **Sincronismo horario**

Posee un reloj de tiempo real con una precisión de  $\pm 0,5$  segundos por día.

### **Registro de suceso**

El medidor SENTINEL tiene un Registro de Evento que permite registrar eventos históricos que hayan sucedido en el medidor. Los eventos que se pueden registrar se deben de configurar por medio del software de programación PC-PRO+98.

El Registro de Eventos de SENTINEL es circular, y permite la captura de los eventos más recientes en el medidor en todo momento.

SENTINEL es capaz de retener un mínimo de 188 eventos y un máximo de 412 eventos antes de la sobre escritura, dependiendo del tamaño de eventos que se capturan en el Registro de Evento.

Cada registro de evento incluye una descripción de evento, identificación de hora y fecha e información adicional sobre ciertos eventos.

El Registro de Evento se escribe en la memoria no volátil en forma periódica. En el caso de interrupción de energía, los cuatro eventos más recientes se mantienen junto con los eventos que ya están almacenados en la memoria

### **Registro de calidad de suministro**

Detección de los voltajes de caída y los voltajes de subida. (Configurables) y duración de los umbrales.

Detección de eventos como la distorsión armónica total con capacidad de medir hasta el armónico número quince al presentarse condiciones inusuales.

### **Comunicaciones**

Posee un módem opcional interno sensible a 300/1200/2400 baudios ofrece comunicación telefónica para recuperación de datos y programación del medidor SENTINEL. El módem del SENTINEL soporta el estándar de comunicación telefónica de CCITT V.22 bis 2400, para iniciar y recibir llamadas telefónicas.

Además poseen unas tarjetas de comunicación opcionales de la Serie R300 que continuamente transmiten datos utilizando una señal de frecuencia radial (RF) que se puede leer con receptores en vehículos o terminales portátiles.

## **Medición de la demanda**

Medición de demanda opcional, permite la facturación basada en la demanda máxima.

Incluye soporte para bloquear o redondear los cálculos de la demanda, intervalos configurables para la demanda, y el registro de dos parámetros coincidentes.

Reseteo manual o remoto de la demanda.

## **Detección de manipulación**

No Posee

## **Medición de energía pre-pagada**

La energía basada en el crédito prepago es una funcionalidad particular, puede programarse las diferentes alarmas como por ejemplo la notificación de crédito bajo, notificación de crédito de emergencia, y horarios de tiempo de uso.

## **Home Area Network**

Módulo opcional de expansión(IEM)en el interior del medidor para la comunicación con los dispositivos de RF en el hogar tales como pantallas, los módulos de control de carga, la automatización del hogar, y equipos de monitoreo.

## **Certificaciones**

- ANSI C12.1: 1995
- ANSI C12.19: 1997
- ANSI C12.20: 1997
- ANSI C12.21: 1999

### 1.4.2 Equipos Marca GENERAL ELECTRIC

General Electric es una compañía muy reconocida en una amplia gama de productos para sistemas de medición avanzada AMI, una de las desventajas de esta Empresa es que únicamente se dedica a vender los equipos de medición más no la infraestructura de comunicación, sin embargo son bastante flexibles en proveer una gran variedad de módulos de comunicación.

General Electric es una Empresa que gano el más alto contrato en los USA para implementar la tecnología AMI, implementando alrededor de 10,3 millones de medidores a Empresas que brindan servicio de gas y de electricidad, en la **Figura 1.15** se muestra uno de los medidores General Electric.

#### **Medidor Monofásico I-210+C de la marca GE [19]**



**Figura 1.15.** Medidor residencial de la marca General Electric

Las funciones generales del equipo son:

#### **Medidas instantáneas**

Precisión de 0,5 según la norma ANSI.

Las tensiones de alimentación nominal simple de 240 o 120 VAC con una variación de +10%, -20%.

## **Corriente**

- 50 amperios para la clase 320
- 30 amperios para la clase 200.
- 15 A de la clase 100.
- 2,5 Amperios para la clase 20.

Estos valores se utilizan conjuntamente con el voltaje de la placa de identificación nominal para realizar “la carga completa” y "retraso " pruebas de calibración. Este está impreso en la placa y está referido como TA.

## **Frecuencia**

- El medidor funciona correctamente en los sistemas eléctricos de 50 o 60 Hz.
- Potencia pérdida típica
- La pérdida típica de potencia es de 0.5W.

## **Registro de energías**

Configurable para apoyar diversas cantidades de medición, este medidor permite dar a conocer la energía entregada (+), y recibida (-), así como la medición neta de generación distribuida.

## **Tarifador**

- Mide el consumo de energía eléctrica.
- Calculo de la demanda.
- Registra el tiempo de uso de la energía y registro del perfil de carga.

## **Registro de sucesos**

El registro de eventos del Soft-switch de la red permite al medidor realizar un seguimiento de los últimos de 200 eventos. Para ello se usara el Use MeterMate™

con el objetivo de seleccionar los tipos de eventos que se registran así como los datos de fecha y hora.

### **Comunicaciones**

La familia I-210 ha sido diseñado para permitir el intercambio de módulos AMR / AMI y cubrir la más amplia gama de posibles tecnologías de comunicación AMI incluyendo malla de RF, celular, líneas de alimentación y Ethernet. Los módulos se pueden añadir en la fábrica de General Electric, después de comprar el equipo, o reemplazado con otro módulo compatible si el contador se vuelve a implementar.

### **Elemento de corte y re-conexión**

Tiene la conexión y desconexión de un relé de hasta 200A que puede ser manejado de manera local o remota.

### **Auto-diagnóstico y vigilancia**

- La medición de energía (kWh) se puede almacenar en cuatro formas:
  1. Sólo recibió: sólo la energía que recibe se almacena como una cantidad positiva
  2. Sólo entrega: Sólo la energía producida se almacena.
  3. Entregado + Recibido: La energía recibida y entregada se suman de manera algebraica.
  4. Entrega - recepción: La energía neta se almacena.
  
- Pantalla configurable de Energía para 4 o 5 dígitos.
- Funcionalidad del disco analógico en la pantalla LCD.
- Indicadores de energía entregada y recibidas mostradas en la pantalla LCD.
- La potencia instantánea se puede mostrar en la pantalla LCD, esto se puede configurar en la fábrica.
- El cliente puede restablecer la acumulación de energía a cero en el sitio con el software MeterMate y un adaptador de reset.

- La medida de energía se transferirá de 99999 a 00000 o de 9999 a 0000, según el medidor seleccionado.

### **Certificaciones**

- ANSI C12.10
- ANSI C12.20
- ANSI C37.90.1
- ANSI C 12.20

### **1.4.3 Equipos Marca ELSTER**

Elster es uno de los principales vendedores de sistemas de medición avanzada AMI a nivel mundial, una de las soluciones que más ha sido vendida a nivel mundial el sistema EnergyAxis, el cual usa contadores inteligentes para aplicaciones industriales, comerciales y residenciales.

Elster con su sede en los Estados Unidos actualmente opera en más de 38 países, y actualmente opera en Ecuador, en la Eléctrica de Guayaquil específicamente.

#### **Medidor Energy Axis gREX AMI meter [20]**



**Figura 1.16.** Medidor gRex para usuarios residenciales y comerciales.

El medidor gREX de Elster **Figura 1.16**, es un medidor electrónico diseñado para satisfacer los requerimientos de medición domiciliarios y proveer un medio de comunicación remoto.

Como un componente del sistema EnergyAxis, el medidor gREX ofrece capacidades de infraestructura avanzada de medición (AMI) a las aplicaciones de medición residencial.

El medidor gREX está diseñado para permitir futuras actualizaciones de sus capacidades y funcionamiento. Esto protege a sus instalaciones de volverse obsoletas y provee gran flexibilidad. Dichas actualizaciones están diseñadas para realizarse a través de la red EnergyAxis, reduciendo la necesidad de realizar costosas visitas a las instalaciones

### **Medidas instantáneas**

#### **Voltaje**

- 1 fase 2 hilos.
- 1 fase 3 hilos.
- 120 VAC  $\pm 20\%$ .
- 240 VAC  $\pm 20\%$ .

#### **Corriente**

- 5-100 Amperios con o sin relé de corte.
- 5-120 Amperios con o sin relé de corte.

#### **Frecuencia**

- Nominal 50 Hz o 60 Hz  $\pm 5\%$ .

#### **Corriente de Arranque**

- 20 mA a 5 A.

#### **Retraso de encendido**

- Menor a 5 segundos.

## **Deslizamiento 0.000 A**

- No más de un pulso medido por parámetro conforme a la norma IEC 62053-21 sin corriente.

## **Registro de energías**

Como un punto de facturación residencial en el sistema EnergyAxis, el medidor gREX ofrece la siguiente información:

Valores totales y en cuatro tarifas de energía para dos variables de medición seleccionadas de: kWh entregados, kWh recibidos, kWh sumados (entregados + recibidos) o kWh netos (entregados- recibidos).

Datos de demanda para dos cantidades, cada una configurada como demanda total o demanda para una tarifa horaria específica.

Dos canales de perfil de carga para la variable primaria seleccionada en intervalos de 15, 30 ó 60 minutos.

Adicionalmente, el medidor reporta numerosos estados, alertas y condiciones de error. Toda la información medida es almacenada internamente en una memoria no-volátil.

## **Tarifador**

Las Compañías de servicio pueden obtener datos de intervalo, lecturas de energía bidireccional, tarifas horarias e información de Tiempo-de-Uso (TOU) a través de la red EnergyAxis.

## **Sincronismo horario**

El tiempo relativo es mantenido por un cristal. El tiempo real se provee de la red.

## **Registro de sucesos**

El medidor gREX ofrece a las compañías de servicio la información necesaria para la administración de interrupciones y restablecimientos de energía, permitiendo a estas identificar rápidamente este tipo de fallas. Las compañías reciben además, mensajes para validar que la energía ha sido restablecida en cada cliente.

## **Registro de calidad de suministro**

El medidor gREX indica la información necesaria para determinar los índices de interrupción.

El medidor gREX ofrece a las compañías de servicio la información necesaria para la administración de interrupciones y restablecimientos de energía, permitiendo a estas identificar rápidamente este tipo de fallas. Las compañías reciben además, mensajes para validar que la energía ha sido restablecida en cada cliente.

El medidor gREX también ofrece la siguiente información que puede ser usada para calcular índices de interrupciones:

- Número total de interrupciones momentáneas, donde la definición de momentánea versus sostenida es configurable.
- Número total y tiempo acumulado de interrupciones sostenidas.
- Detección de interrupciones y restablecimiento del servicio.

## **Comunicaciones**

Los medidores gREX están disponibles para las configuraciones de conexión residenciales más comunes. Para optimizar el funcionamiento de la red EnergyAxis, cada medidor gREX puede actuar como repetidor. Esto mejora la robustez de la red de comunicaciones, maximizando el rango de comunicación de cada colector.

Debido a que el medidor gREX obtiene a hora real de la red, no es necesaria la instalación y mantenimiento de una batería en la misma.

El medidor gREX está desarrollado con la tecnología y la flexibilidad de las comunicaciones en mente, la plataforma gREX es a la vez un punto final de la medición inteligente y puerta de entrada al hogar, soportando frecuencias entre 900 MHz y 2.4GHz para comunicaciones ZigBee, posee una velocidad de comunicación de 17600 bps.

### **Medición de la demanda**

Relé de control de demanda, opcional.

Las Compañías de Servicio pueden controlar el consumo de sus clientes utilizando el relé de control de demanda, opcional. El relé de control de demanda puede ser activado de las siguientes maneras:

De forma programada basado en el calendario del medidor.

A pedido enviando comandos a través de la red EnergyAxis. El relé de control de demanda está disponible en versiones de 2 A y 32 A.

### **Elemento de corte y reconexión:**

Al instalar el medidor gREX con el interruptor de desconexión, opcional, las compañías de servicio pueden reducir o eliminar la necesidad de enviar personal al campo para conectar y desconectar el servicio eléctrico. Adicionalmente el medidor gREX puede ser programado para desconectar la energía cuando la demanda rebase un límite previamente programado y restablecer posteriormente la energía después de unos minutos.

### **Soporte para micro-generación**

Medidas de energía entregada por la Empresa, energía entregada por el consumidor, y la energía activa neta.

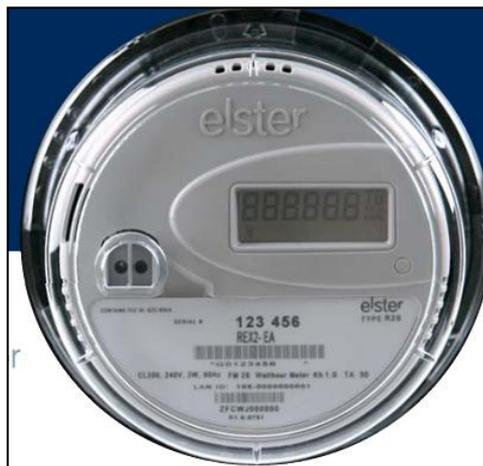
## Certificaciones

- IEC 62052-11
- IEC 62052-21
- IEC 62053-21
- ANSI C12.19
- ANSI C12.22
- AS/NZS 4268. NMI M6.

## Gabinete pequeño

El gREX cumple con el Standard ANSI C12.20 y puede ser utilizado en instalaciones ANSI con fijación inferior.

### Medidor Energy Axis REX2-EA [21]



**Figura 1.17.** Medidor Rex2-EA para usuarios residenciales y comerciales.

El medidor REX2-EA es una de las mejoras de la familia REX, el medidor REX2-EA está diseñado para satisfacer las necesidades emergentes de las iniciativas de la red inteligente. El medidor REX2 incluye una mejora en la memoria, mayor seguridad, capacidad de actualización remota y capacidades adicionales de la red inteligente, necesidades tales como corte y control de la tensión.

## Medidas instantáneas

El equipo REX2 permite la realización de las siguientes medidas:

### **Intensidad de corriente de arranque.**

- Para los modelos 1S, 2S soporta una corriente de 100 miliamperios para la clase 200.
- Para los modelos 12S soporta una corriente de 160 miliamperios para la clase 320.

### **Intensidad de corriente**

- Sensibilidad del equipo desde 0 A.

### **Medida de tensión**

- Para los modelos 1S y 12S el voltaje es de 120V con un rango de operación de 96V hasta 144V.
- Para los modelos 2S el voltaje es de 240 V con un rango de operación de 192V hasta 288V
- Para los modelos 3S y 4s el voltaje es de 120 V con un rango de operación de 96V hasta 144V y 240 V con un rango de operación de 192V hasta 288V.

### **Frecuencia de operación**

- Nominal 50 Hz o 60 Hz  $\pm 5\%$ .

### **Registro de energías**

Soporta la lectura de la demanda.

Configurable para apoyar diversas cantidades de medición, este medidor permite dar a conocer la energía entregada (+), y recibida (-), para las aplicaciones de cogeneración.

Posee tres cantidades de demanda con bloques de 5, 15, 30, o 60 minutos incluyendo la opción de restablecimiento a distancia así como la opción para limitar la demanda.

Dos canales para la recolección de datos con instantáneas de energía EOI (Energy Output - Input) para mejorar la validación de los datos.

Puede conectarse con otros equipos de medición como los de agua, gas, a través de módulos de comunicación integrada o add-on.

### **Tarifador**

El tarifador puede ser configurado como máximo cuatro niveles, cuatro temporadas, tiempo de uso de energía y control de la demanda con nivel crítico de precios.

### **Registro de sucesos**

Sistema de detección de robo de energía o intento de manipulación del medidor.

Amplia gama de advertencias y errores que pueden ser notificados a través de la red. Capacidad de actualización futura para medición reactiva, y otras mejoras de características.

Posee avances en la seguridad con cifrado de 128-bits AES.

Memoria no volátil nominal para 1.000.000 ciclos de escritura, lo que garantiza la integridad de los datos y la del medidor.

Optimizado para carga muy baja en el sistema de distribución de servicios.

### **Registro de calidad de suministro**

El medidor REX2 indica la información necesaria para determinar los índices de interrupción.

Las características incluyen lo siguiente:

- Número de interrupciones momentáneas y sostenidas.
- El tiempo total acumulado de las interrupciones sostenidas.
- Fecha y hora de la interrupción.
- Notificación de interrupción, con alerta de manipulación, así como la clasificación de la interrupción.
- Notificación de restauración calificada con tensión de servicio.

### **LEDs de verificación**

No posee.

### **Puertos de comunicaciones**

El medidor REX2-EA está desarrollado con la tecnología y la flexibilidad de las comunicaciones en mente, la plataforma REX2 es a la vez un punto final de la medición inteligente y puerta de entrada al hogar soportando frecuencias entre 900 MHz y 2.4GHz de comunicaciones ZigBee.

Probada en 2 vías de comunicación con Energy-Axis usando tecnología de radio frecuencia con modulación de espectro ensanchado por salto de frecuencia a 900 MHz, que proporciona la combinación ideal de velocidad, penetración y potencia de RF.

### **Elemento de corte y reconexión:**

Los medidores REX2 están disponibles con un interruptor integrado de 200 A.

El interruptor de control se ha optimizado para ofrecer baja resistencia de contacto para aumentar la vida útil de equipo.

Los medidores REX2 con interruptores son externamente indistinguibles de los medidores REX2 sin interruptores, a fin de proteger los servicios públicos de las preocupaciones de los consumidores acerca de la implementación.

### **Sobre las mejoras**

Al usar la arquitectura de gestión de código, esta permite al medidor REX2 la actualización remota del firmware del medidor y las comunicaciones, al tiempo que garantiza la funcionalidad de red, es decir el punto final se mantiene intacto, sin pérdida de datos de medición.

Capacidad de actualización remota del firmware completa para proteger su inversión AMI y le permite satisfacer las necesidades futuras de la red inteligente, sin preocuparse de la obsolescencia de la tecnología. Además de la capacidad de actualización remota del firmware, el medidor también soporta la reconfiguración remota de los parámetros de medición.

### **Funcionalidad de Corte y restauración**

El medidor REX2 ofrece soporte para apoyar el corte y la restauración de servicio, mejorando así la capacidad de la Empresa para identificar más rápidamente el alcance de las interrupciones y recibir mensajes positivos de restauración para validar que la energía ha sido restaurada así como todos los parámetros.

### **Estándares**

Soporta los estándares ANSI C12.22 y C1219.

### **Formas disponibles**

Los medidores REX2 están disponibles en estándar de medición de factores de forma residencial (1S, 2S, 3S, 4S y 12S).

## A3 ALPHA® Meter [22]

Es un medidor poderoso construido en base a la tecnología patentada de medición ALPHA. Puede ser monofásico a 240 voltios de una tarifa con demanda o polifásico, con amplio rango de voltaje de alimentación, multitarifa para energías activa/reactiva.

Verifica automáticamente las conexiones de la acometida al medidor, realiza monitoreo de calidad de servicio y permite la lectura de perfil de carga con comunicaciones remotas.



**Figura 1.18.** Medidor A3 ALPHA Meter para usuarios industriales

Las funciones generales del equipo son:

### Rangos de operación:

- Voltaje: 120 V a 480 V
- Frecuencia: Nominal 50 o 60 Hz  $\pm$  5%
- Precisión ANSI C12.20: 0.2%

### Medidas instantáneas:

- Voltaje y corriente por fase
- Ángulos de fase de voltaje y corriente por fase (tal como el medido para el voltaje de la fase A)
- Angulo de fase de corriente por fase tal como el medido en la misma fase de voltaje

- Factor de potencia y ángulo de factor de potencia por fase
- kW, kVAR y kVA por fase
- Distorsión armónica total por fase tanto para corriente como para voltaje
- Frecuencia del sistema
- kW, kVAR, kVA, factor de potencia y ángulo de factor de potencia del sistema

### **Perfil de carga y registro de eventos**

La tarjeta madre tiene 28KB de memoria disponible para grabar perfiles de carga y datos de registros. La **Tabla 1.2** muestra un ejemplo de la cantidad de datos de perfil de carga que puede almacenar el medidor con un intervalo de demanda de 15 minutos, el número de canales sirve para almacenar lecturas de diferentes magnitudes como: Voltaje, Potencia Activa, Potencia Reactiva, entre otros.

<b>Número de canales</b>	<b>Días de almacenamiento</b>
<b>1</b>	141
<b>4</b>	36

*Tabla 1.2. Total de días disponibles para almacenar datos de perfil de carga.*

Nota: El número de días puede ser menor dependiendo del número de registros de eventos ingresados.

La integridad de los datos de perfil de carga no depende de la batería del medidor debido a que la memoria de perfil de carga se almacena en EEPROM no volátil. Cuando se activa la función de perfil de carga, el medidor ALPHA Plus registra los datos con estampado de tiempo para los siguientes eventos:

- Falla de energía (Apagones)
- Modo de prueba
- Cambio de hora
- Restablecimiento de demanda

Cuando se habilita el monitoreo de calidad de servicio, el medidor incluye además el estampado de la fecha y de tiempo de eventos de calidad de servicio, incluyendo bajones de voltaje.

### **Medición para facturación**

Los medidores A1K+ y A1R+ miden, almacenan y despliegan un juego completo de valores de energía y demanda tanto para cantidades de energías activa/aparente y activa/reactiva, respectivamente. Estos medidores proporcionan dos bloques completos de datos de tiempo de uso.

Cada tarifa de TOU está soportada por registros de energía fraccionarios. El medidor A1R+ ofrece valores vectoriales de kVA como alternativa de cantidad medida. Se puede desplegar el factor de potencia promedio cuando se han seleccionado como cantidades a medirse los kW y kVA.

### **Comunicaciones**

Siempre se pueden descargar los datos usando el puerto óptico normalizado. Agregando una tarjeta opcional, están disponibles interfaces adicionales de comunicaciones para el medidor ALPHA Plus, que incluyen lo siguiente:

- Modem telefónico interno de 2400 baud con sistema de llamada por apagones
- Interfaz serial RS-232
- Interfaz serial RS-485
- Circuito de corriente de 20 mA
- Interfaz serial externa.
- Soportando frecuencias entre 900 MHz

---

# CAPÍTULO 2

---

## PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN Y ESTÁNDAR IEC 61968-9

### INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una descripción general de los protocolos de comunicación soportada por los contadores inteligentes, más adelante se detalla los diferentes protocolos de comunicación que soportan las redes inteligentes los mismos que son regulados por la Comisión Electrotécnica Internacional IECTC57.

Una vez que se ha detallado los protocolos de comunicación tanto para los medidores y para las redes inteligentes se procede a dar una breve descripción del enfoque general de la norma IEC 61968, la misma que se encuentra apoyada en un modelo de información común CIM el mismo que sugiere un modelo universal de todos los objetos de una Empresa empleando el lenguaje UML.

Una vez detallado y comprendido el lenguaje UML, se procede con el análisis de la parte nueve de la norma IEC 61968, la misma que especifica el contenido de la información de un conjunto de tipos de mensajes que pueden ser utilizados para soportar varias funciones de negocios relacionadas con la lectura y el control de los medidores, aquí se presentan y analizan varios casos de usos para los diferentes procesos dentro de una Empresa distribuidora, además se propondrán ejemplos de aplicación para la Empresa Eléctrica Azogues.

Más adelante se hará una breve descripción de las normas, y consideraciones adicionales que se deberán tomar en cuenta en cada uno de los sistemas que forman parte del sistema AMI para la Empresa Eléctrica Azogues.

Por último, se hará un breve análisis de la influencia que tiene el sistema AMI en la regulación N°004/01 sobre la calidad del servicio eléctrico de la distribución establecido por el Conelec.

## **2.1 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN SOPORTADA POR LOS CONTADORES INTELIGENTES**

La cantidad de protocolos de comunicación utilizados por los contadores inteligentes es muy extensa, sin embargo, la mayoría de los equipos cumplen con las normas ANSI, las cuales establecen: la descripción de la interfaz de comunicación, el control del equipo, monitoreo, parámetros, entre las más aplicadas tenemos [23]:

### **ANSI C12.18**

Este estándar es un protocolo que permite normalizar los procesos para transportar estructuras de datos, mediante un puerto óptico. Especifica parámetros como: la velocidad de tráfico binario, detección de errores, y el time out (tiempo fuera). También especifica la consulta log-on /log-off de registro (lea o escriba), y comandos de estructuras, así como las dimensiones y las intensidades ópticas para el puerto óptico del medidor electrónico.

### **ANSI C12.19**

Define las Tablas de datos del dispositivo de medida y las estructuras de los datos a transportar, entre el medidor electrónico y una computadora. El estándar también permite la inclusión de Tablas definidas por el fabricante. Una descripción breve de las Tablas debe incluir las especificaciones para la configuración de consumo (kWh y otros), el mando del display del medidor electrónico, seguridad, tiempo de uso según horario, las definiciones de perfil de carga, que eventos registra, y las Tablas definidas por el usuario.

### **ANSI C12.21**

Es una extensión de C12.18 que permite el uso de un canal de comunicaciones remoto punto a punto, particularmente para la telefonía. Incluye adiciones para una autenticación, el control del canal conectado, desconectado, y temporizado.

## **ANSI C12.22**

Especificación del protocolo para interconectar medidores electrónicos, usando redes de comunicaciones de datos, como por ejemplo TCP/IP sobre Ethernet, C12.22 proporciona una capa de uso común que todos los medidores puedan utilizar.

### **2.1.1 Protocolos De Comunicación Soportada Por Las Smart Grid**

En la actualidad los protocolos de comunicación utilizados en el sistema eléctrico son demasiado extensos, y están regulados por el Comité Técnico IECTC57 [24].

IECTC57 reúne diversos grupos de trabajo estandarizando las comunicaciones en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y la utilización por los mismos protocolos de comunicación existentes como por ejemplo TCP/IP.

Cada uno grupo de trabajo define y mantiene un estándar de comunicaciones en función de las necesidades de comunicación de la red eléctrica. Así, cabe destacar:

#### **IEC 60870-5**

Para comunicar maestros SCADA y subestaciones eléctricas para el control y adquisición de datos sobre líneas serie o TPC/IP (perfiles 101 y 104 respectivamente). Desarrollado por el grupo de trabajo WG3.

#### **IEC 60870-6**

Para comunicaciones entre centros de control sobre redes WAN, Es también conocido como TASE-2. Desarrollado por el grupo de trabajo WG7.

#### **IEC 61334**

Para comunicaciones sobre líneas de distribución PLC. Desarrollado por el grupo de trabajo WG9.

### **IEC 62325**

Define una interfaz entre utilidades locales y el mercado energético liberalizado. Desarrollado por el grupo de trabajo WG16.

### **IEC 62351**

Define perfiles de seguridad a utilizar en todos los anteriores a nivel TCP/MMS/61850. Desarrollado por el grupo de trabajo WG15.

### **IEC 61850**

Para automatización en el entorno de subestaciones eléctricas (buses de estación y proceso) y comunicación entre sus IEDs (Intelligent Electronic Devices). Desarrollado por el grupo de trabajo WG10.

### **IEC 61400-25**

Hereda un subconjunto de servicios de comunicaciones definidos en IEC61850, aporta un nuevo mapping de comunicaciones a Servicios Web y extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en un aerogenerador.

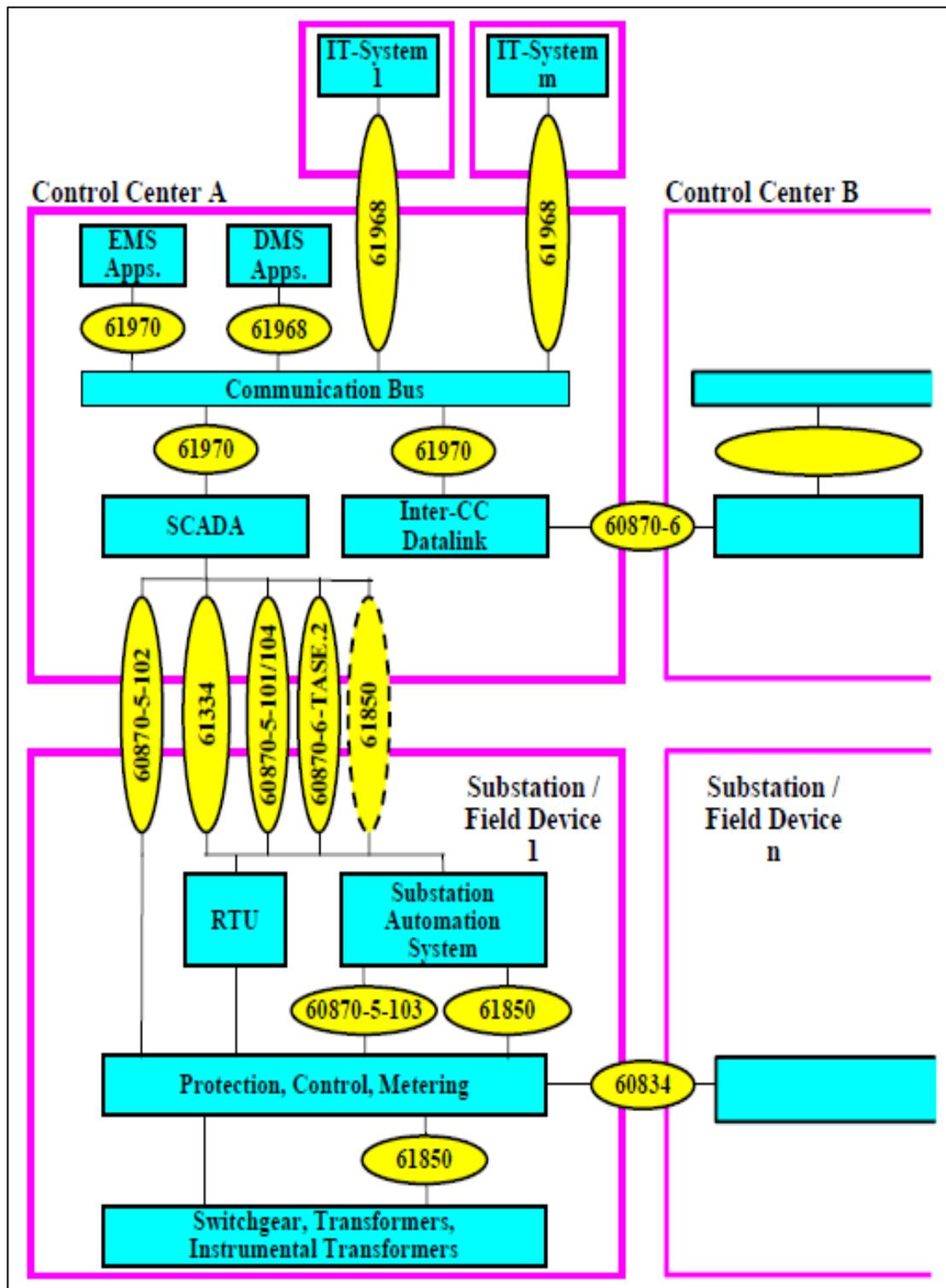
### **IEC 61850-7-420**

Extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en sistemas de generación distribuida tales como sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento, generadores diesel y sistemas de intercambio de calor.

### **IEC 61850-7-410**

Idéntico a IEC61850-7-420 para centrales hidroeléctricas.

En la **Figura 2.1** se puede observar la relación entre los distintos actores presentes en las redes eléctricas y los protocolos utilizados entre ellos para el intercambio de información:



**Figura 2.1** Utilización de protocolos en la red de distribución.

Fuente: Harmonization of CIM with IEC Standards: Draft Report for CIM and other IEC Working Groups. EPRI, Palo Alto. 2006 [24].

Todos estos protocolos son ampliamente utilizados dentro del sistema eléctrico cada uno dentro de los ámbitos de generación, transporte o distribución.

## 2.2 ALCANCE DE LA NORMA IEC 61968

El estándar IEC 61968 [25] sugiere un modelo estandarizado, para facilitar la integración de aplicaciones para diferentes sistemas distribuidos, mediante el uso de interfaces, para alcanzar la interoperabilidad de los diferentes software de aplicación, empleados para la gestión de redes y de servicios públicos de distribución eléctrica, esto apoyado mediante el uso de un modelo CIM<sup>8</sup> de información lógica destinado a ser utilizado en la definición de mensajes entre sistemas independientes, por tal motivo no debe ser confundido con una base de datos física.

El estándar IEC 61968, en su totalidad, define las interfaces de los principales elementos de una arquitectura de interfaz para los Sistemas de Gestión de la Distribución (DMS)<sup>9</sup> el cual consta de varios componentes de aplicación distribuidos para la Empresa, con la finalidad de administrar las redes de distribución eléctrica.

### 2.2.1 Definición y estudio del CIM

El CIM [26] es un modelo de información lógica, para ser utilizado de manera estándar en la ilustración de mensajes representando los recursos del sistema eléctrico, mediante: clases, objetos y atributos junto con sus relaciones, facilitando la interoperabilidad de las aplicaciones de software desarrolladas de forma independiente por diferentes proveedores. El CIM, no indica las tecnologías de plataforma a usarse como son los casos de: Windows, Linux, Java, C ++, C #, Oracle o SQL Server, etc.

El CIM está orientado a estos sistemas:

- ✓ Monitoreo y control de los equipos de suministro de energía.
- ✓ Gestión de procesos para asegurar la fiabilidad del sistema.
- ✓ La gestión de voltaje.

---

<sup>8</sup> *Un modelo de información común CIM es una representación abstracta y formal de los objetos con sus atributos y sus asociaciones con otros objetos.*[1]

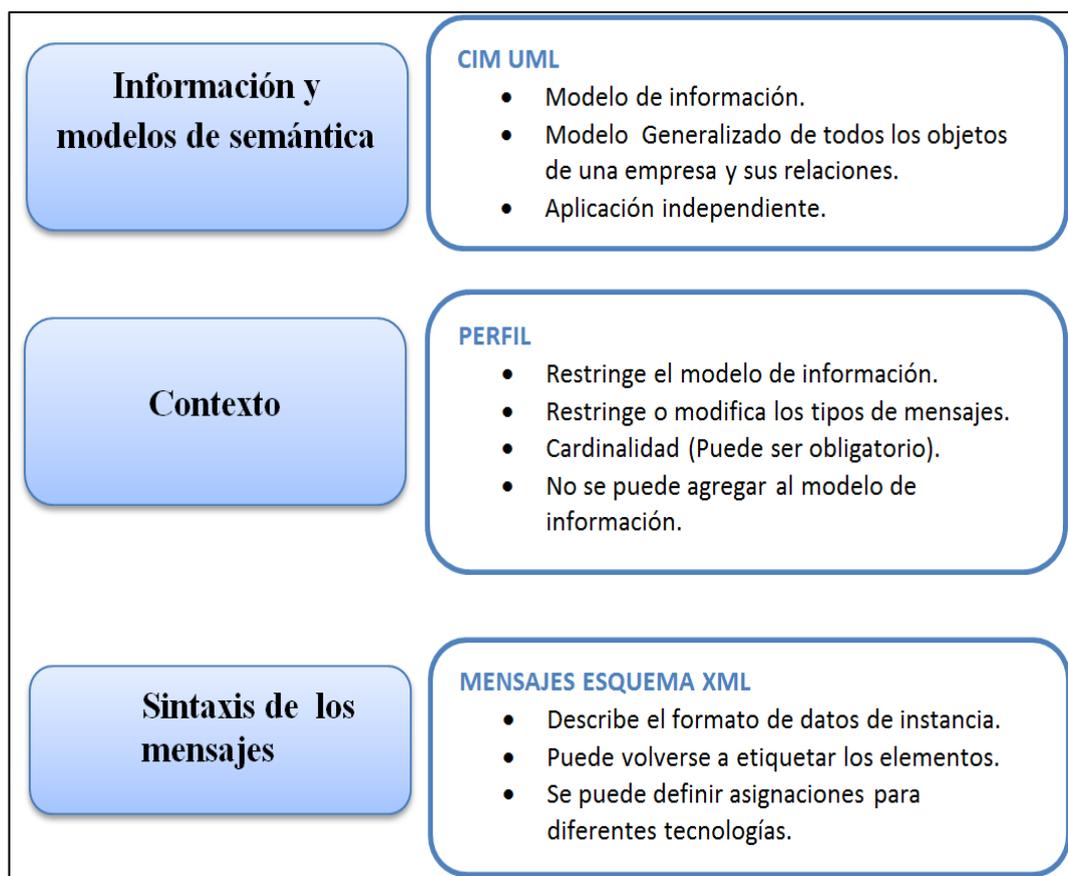
<sup>9</sup> *El Sistema DMS proporciona herramientas eficaces para gestionar los procesos de negocio relacionados con: la gestión de red, gestión de interrupciones, calidad de la energía y otras prácticas de apoyo operacional.* [2]

- ✓ Gestión de la demanda.
- ✓ Gestión de interrupciones.
- ✓ Gestión del trabajo.
- ✓ Automatización geográfica.
- ✓ Lectura de medidores.
- ✓ Lectura y control de la medición.
- ✓ Gestión de instalaciones.

Un modelo de información de uso común puede proporcionar la semántica que una comunidad de integradores entiende fácilmente.

### 2.2.2 Arquitectura de capas para el CIM

Para realizar el estudio del CIM bajo los estándares IEC, se necesita de un marco de organización como se muestra en la **Figura 2.2**.



**Figura 2.2** *Arquitectura de capas propuesto por TC57.*

Fuente: IEC, Arquitectura de capas propuesto por TC57, 2011

## Capa de información y modelo de semántica

La capa de información y modelo de semántica sugiere un modelo universal de todos los objetos de una Empresa y sus relaciones, para esto emplea el Lenguaje de Modelado Unificado UML (Unified Modeling Language) [].

## Lenguaje de Modelado Unificado (UML)

*“El Lenguaje Unificado de Modelado (UML) es un lenguaje de modelado visual que se usa para especificar, visualizar, construir y documentar artefactos de un sistema de software. Captura decisiones y conocimiento sobre los sistemas que se deben construir. Se usa para entender, diseñar, configurar, mantener, y controlar la información sobre tales sistemas. Está pensado para usarse con todos los métodos de desarrollo, etapas del ciclo de vida, dominios de aplicación y medios. El lenguaje de modelado pretende unificar la experiencia pasada sobre técnicas de modelado e incorporar las mejores prácticas actuales en un acercamiento estándar” [27]*

Los diagramas UML poseen dos aspectos importantes:

**Información semántica:** Es la información que capta el significado del modelo como una red de construcciones lógicas.

**Presentación visual:** Muestra la información semántica de manera gráfica con la finalidad de que pueda ser considerada y corregida por los seres humanos.

## Diagramas de clase de los diagramas UML

Es un tipo de diagrama estático, que provee un medio para representar visualmente la estructura de un sistema, mostrando sus:

- ✓ Paquetes
- ✓ Objetos
- ✓ Clases
- ✓ Atributos
- ✓ Operaciones
- ✓ Herencia

Estos diagramas se emplean para realizar análisis y diseños de sistemas, donde se crea un diseño conceptual de la información y los componentes que se encargaran del funcionamiento y la relación entre ellos. Los diagramas UML muestran los elementos que interactúan dentro de un sistema o proceso, pero no el cómo, ni qué ocurre cuando se da la interacción.

**PAQUETE:** Es una agrupación de clases, donde el paquete es representado en forma de carpeta.

**OBJETO:** Es un escenario del mundo real, que prevalece del resto por sus características, comportamientos, relaciones y semántica.

**CLASE:** Son tipos específicos de objetos a modelar. Para modelar un sistema debemos identificar las clases. Las clases se representan como cuadros, con el nombre de la clase en la parte superior de la caja. Cada clase pertenece a un paquete específico.

**ATRIBUTOS:** Es la información detallada de la clase, son valores que corresponden al objeto como: material, color, cantidad, etc.

**OPERACIONES:** Son aquellas actividades o verbos que se realizan, para una determinada clase. Verbos como por ejemplo: abrir, cerrar, buscar, cancelar, cargar, etc.

**HERENCIA:** La herencia permite definir clases muy generales (padre) y clases específicas (hijos), definiendo una relación entre estas, con el objetivo de reutilizar los atributos y operaciones de una clase padre heredando a una clase hijo.

En UML, la herencia se representa con una flecha que va desde un cuadro de la clase hijo, hacia la casilla que representa la clase padre.

Asociaciones: Las clases tienen relaciones que se representan como una línea que se relaciona con otras clases, en UML estos tipos de asociaciones se muestran en la **Tabla 2.1**.

TIPO	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
Asociaciones simples		Muestran que las dos clases tienen una conexión, cabe destacar que no es una relación fuerte, es decir, el tiempo de vida de un objeto no depende del otro.
Asociación de agregación		Indica una relación más estrecha, que significa que la clase es un compuesto de otras clases, o se dice que contiene las clases asociadas, se usan para describir elementos que están compuestos de componentes más pequeños
Asociación de composición		Asociación estricta, las partes solo existen asociadas a la clase padre.

*Tabla 2.1. Representación UML de las asociaciones entre clases*

Multiplicidad: Representa el número posible de conexiones entre objetos y se representa en un diagrama UML de clases, como un solo número o un par de números en cada extremo de la línea que representa la asociación.

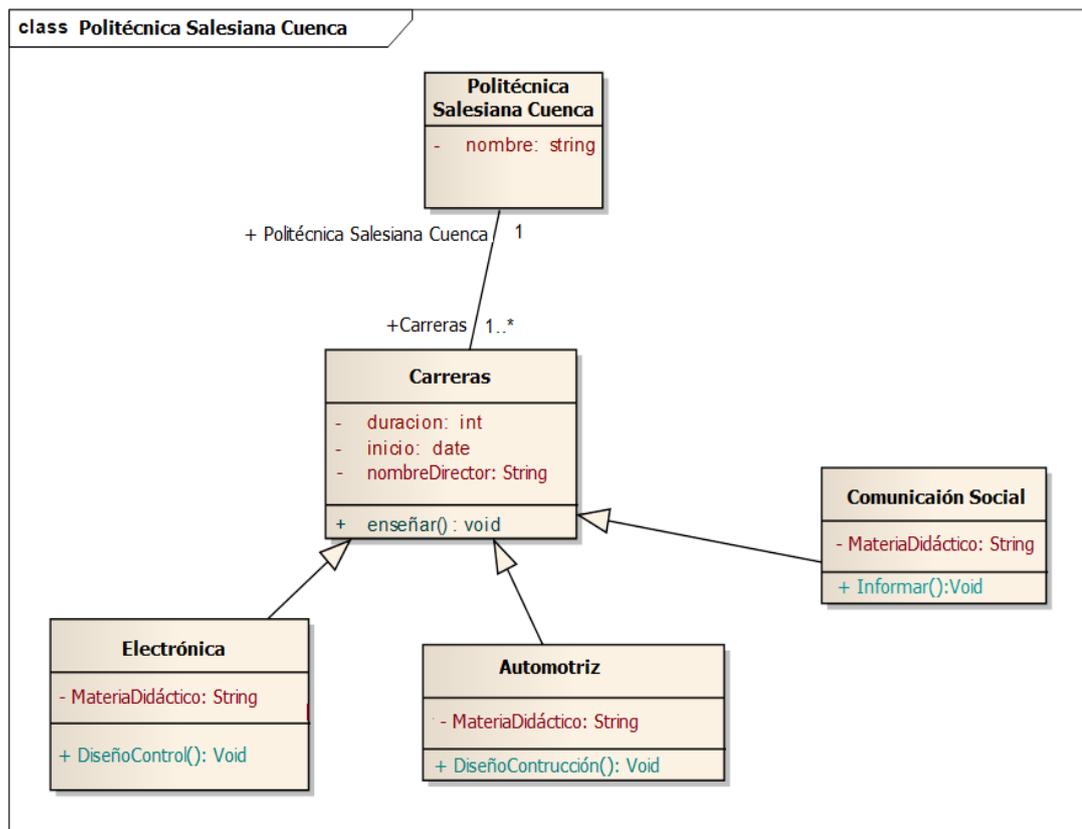
La multiplicidad se representa en ambos extremos de una asociación y que puede ser diferente en cada extremo, esto se representa en la **Tabla 2.2**.

MULTIPLICIDAD	SIGNIFICADO
1	Uno y solo uno
0..1	Cero o uno
N..M	Desde N hasta M
*   0..*	Cero o varias
1..*	Uno o varios ( al menos uno)

*Tabla 2.2. Multiplicidad.*

**DEPENDENCIA:** Es una relación más débil que una asociación, muestra la relación entre un cliente y el proveedor de un servicio. Gráficamente se representa con una línea entre cortada con una flecha que apunta hacia el proveedor.

A continuación se realizará un ejemplo en que se desea realizar el diagrama de clases de la Politécnica Salesiana Cuenca, en el cual tiene diferentes carreras.



**Figura 2.3** Diagrama de clases para el paquete Politécnica Salesiana Cuenca

En el diagrama de clases de la **Figura 2.3** se puede observar que se tiene un paquete llamado Politécnica Salesiana Cuenca, dentro del cual se encuentran las clases: Carreras, Electrónica, Automotriz, y Comunicación Social. Dentro de cada clase se observa sus atributos y operaciones.

La clase Politécnica Salesiana Cuenca, posee un atributo de nombre, la cual servirá para identificar al establecimiento que se encuentra asociada a la clase carreras con sus respectivos atributos y operaciones. Asociados de manera simple se tiene la multiplicidad uno para Politécnica Salesiana Cuenca,, esto porque solo existe una sede de la Politécnica en la ciudad de Cuenca, y la multiplicidad de la carrera, es

mayor que uno debido a que la Politécnica Salesiana posee diferentes carreras en su sede Cuenca. Las carreras Electrónica, Automotriz, y Comunicación Social, heredan los atributos y las operaciones de la clase carreras, además de poseer sus propias operaciones y atributos. [26]

### **Capa contextual**

El modelo contextual y sintaxis de mensajes, son una parte muy extensa que podría ser considerado como otro tema de investigación. Y debido a que no es el objetivo de este capítulo no se hablara de ello. [26]

### **Lenguaje de Marcado Extensible (XML)**

Es un metalenguaje<sup>10</sup> que permite especificar, definir, y crear lenguajes de marcado o etiquetas para diferentes y determinados usos, debido a que proporciona un formato para describir los datos, señalando las formas de codificar la información y metainformación, y así pueda ser intercambiada entre aplicaciones y sistemas informáticos de una manera clara y precisa, obteniendo mejoras significativas en la búsqueda de información a través de varias plataformas. [26]

#### **2.2.3 Alcance de la IEC 61968-9**

El estándar IEC 61968-9 especifica el contenido de la información de un conjunto de tipos de mensajes que pueden ser utilizados para soportar muchas funciones de negocio relacionadas con la lectura y control de medidores. Las aplicaciones típicas de los tipos de mensaje incluyen:

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

---

<sup>10</sup> Metalenguaje: Lenguaje usado para hablar acerca de otro lenguaje [4].

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

El propósito del estándar IEC 61968-9 es definir un estándar para la integración de los Sistemas de Medición (MS), que incluye los sistemas manuales tradicionales, y sistemas de Lectura (AMI-AMR) con otros sistemas y funciones de negocios que están dentro del ámbito de aplicación de la norma IEC 61968.

El alcance de esta norma es el intercambio de información entre el Sistema de Medición y otros sistemas dentro de la Empresa de servicios públicos. Los detalles específicos de protocolos de comunicación que se emplean en estos sistemas están fuera del alcance de esta norma. En su lugar, esta norma reconoce y modela las capacidades generales que pueden ser potencialmente proporcionados por las señales de la infraestructura de medición avanzada, incluyendo las capacidades de comunicación de dos vías, tales como:

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

De esta manera, esta norma no está afectada por la especificación, desarrollo y/o el despliegue próximas generaciones de infraestructuras de medición ya sea a través del uso de normas o medios de propiedad.

Las capacidades e información provenientes del sistema de lectura del medidor son importantes para una variedad de propósitos, incluyendo o limitándose a:

- ✓ Intervalos de datos, time-based demand data, time-based energy data (usado y producido).
- ✓ Gestión de interrupciones.
- ✓ Servicio de interrupciones.
- ✓ Servicio de re-conexiones.
- ✓ Calidad de servicio de monitoreo.
- ✓ Análisis de la red de distribución.
- ✓ Planificación de la distribución.
- ✓ Reducción de la demanda.
- ✓ Facturación del cliente.
- ✓ Gestión del trabajo.

Esta norma también se extiende a los CIM (Common Information Model) que significa Modelo de información común que soportan los intercambios de datos del medidor.

## **2.3 ESPECIFICACIONES DE LA PARTE 9 DE LA NORMA IEC 61968.**

### **2.3.1 Planteamiento general de los sistemas de medición.**

El elemento más común de datos medidos es kWh, pero muchos medidores de electricidad también pueden capturar kW, kVAr, kVArh, y otras cantidades similares para su facturación. Algunos medidores también pueden capturar otras cantidades, tales como tensión, corriente, factor de potencia, etc.

El sistema de medición transmite los datos medidos y datos de valor agregado a través de la red del sistema de medición. Dependiendo del sistema, la transmisión puede ser a través de redes públicas o privadas, espectros de RF con o sin licencia, sistemas propios, con comunicaciones en un solo sentido o bidireccional.

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

Las operaciones generales de lectura del medidor son:

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

Las operaciones generales de escritura del medidor son:

- ✓ Escritura de parámetros del cliente.
- ✓ Escritura de parámetros de una sesión.
- ✓ Escritura de Fecha y hora en cambio de sesiones.
- ✓ Escritura de claves de cifrado.
- ✓ Escritura por primera vez en el servicio.
- ✓ Escritura de parámetros de llamada.
- ✓ Escritura de horarios de días festivos y vacaciones.
- ✓ Escritura de parámetros de Auto-lectura.
- ✓ Escritura de parámetros estado.
- ✓ Escritura de parámetros de programación (precios).
- ✓ Escritura de parámetros de Defectos.
- ✓ Escritura de nivel de voltaje nominal.

### **2.3.2 Modelo de referencia**

En la **Figura 2.4** se resume, la interacción de las sub-funciones de negocios establecidas en la norma **IEC 61968-9**.

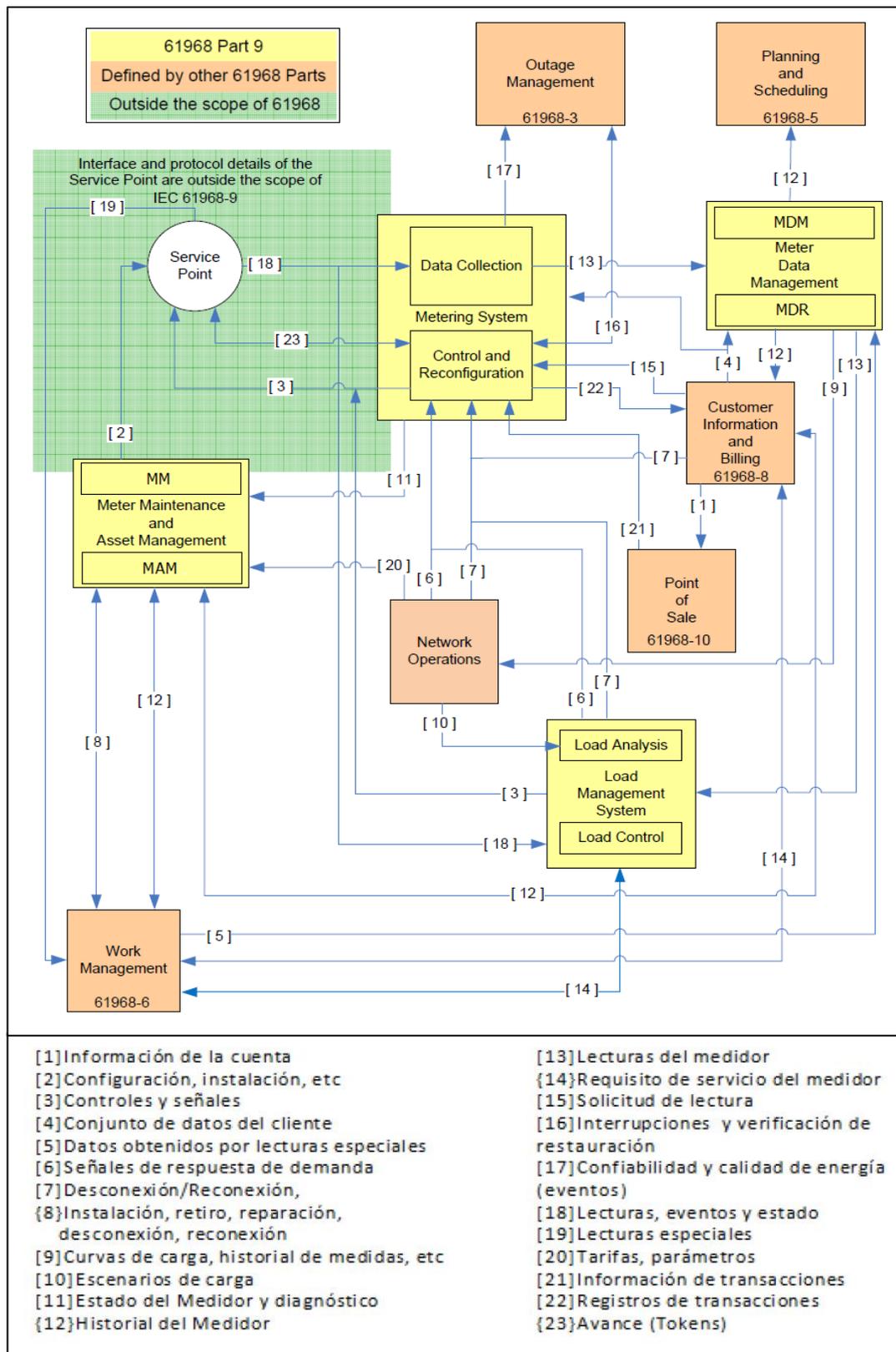


Figura 2.4 Modelo de referencia de IEC 61968-9.

La función de negocios de la norma IEC 61968-9 se **denomina Meter Reading and Control (MR)** [Lectura y Control del Medidor].

Esta función de negocios está dividida a su vez en las siguientes sub-funciones:

**1. Metering System (MS) Sistema de medición**

- ✓ Recolección de datos.
- ✓ Control de los puntos finales.
- ✓ Reconfiguración de los puntos finales.
- ✓ Desconexión/reconexión.
- ✓ Restablecer la demanda por solicitud de lectura.
- ✓ Punto de venta.
- ✓ Detección de Interrupción y verificación de la restauración.
- ✓ Fiabilidad de la energía y calidad de eventos.
- ✓ Medición de los eventos del sistema.

**2. Meter Maintenance and Asset Management (MM - MAM) Medidor de Mantenimiento y Gestión de Activos**

- ✓ Instalación de los puntos finales, configuración, eliminación, reparación, desconexión, reconexión.
- ✓ Historial de los activos de puntos finales.
- ✓ Reconfiguración de los puntos finales.
- ✓ Lectura especial.
- ✓ Solicitud del servicio de medición.
- ✓ Tarifas.

**3. Meter Data Management (MDM) Gestión de los datos del medidor**

- ✓ Reposición de la medición de datos.
- ✓ Uso del historial.
- ✓ Validación, estimación y edición.

**4. Datos de facturación del cliente Load Management (LM) Gestión de carga**

- ✓ Análisis de carga.
- ✓ Control de carga.
- ✓ Respuesta de la demanda.
- ✓ Rendimiento de mediciones.
- ✓ Gestión de riesgos.

El “**medidor inteligente**” que se tratará en adelante como un “**dispositivo final**”, puede contener uno o varios de estos módulos:

- ✓ Metrología.
- ✓ Comunicaciones.
- ✓ Conectar/Desconectar.
- ✓ Unidad de control de carga.
- ✓ Respuesta a la demanda.

Relés.

Las características de un **dispositivo final**, son:

- ✓ Posee identidad única.
- ✓ Se gestiona como un activo físico.
- ✓ Puede transmitir eventos.
- ✓ Puede recoger solicitudes de control.
- ✓ Puede almacenar y comunicar los valores de medición.
- ✓ Podrán participar en el negocio de procesos de las Empresas.

### **2.3.3 Sistema de Medición (MS) - Recopilación de Datos**

Las tareas de la recolección de datos dentro del Sistema de medición pueden ser:

- ✓ Lecturas y recolección de estado a través de medios manuales o automatizados, en base a un horario o una solicitud.
- ✓ La transmisión de las lecturas del medidor y del estado para un sistema Gestor de Datos Medidos MDM (Meter Data Management).
- ✓ Transmisión de potencia y fiabilidad de calidad de datos para la gestión de eventos de interrupciones del servicio, Operaciones de Red y Capacidad de Sistemas de Planificación.
- ✓ La transmisión de la información de la red de comunicación a los responsables de mantenimiento de la red de comunicaciones.

Es importante señalar que los sistemas de medición son significativamente diversos en cuanto a las tecnologías utilizadas, los protocolos empleados, la capacidad y la frecuencia de recolección de datos.

Un dispositivo portable (PDA) utilizada por un lectores de medidores podría considerarse como un sistema de medición. En una lectura típica por el hombre, un lector digita las mediciones dentro del dispositivo portátil de medición en un día de trabajo. El PDA puede o no estar conectado a una red de comunicación en el campo, por lo tanto al final del trabajo diario, el PDA se conecta a una red de comunicación en el hogar del lector (y no en una oficina), y los datos del contador se carga en un sistema de gestión de datos medidos. En este caso, esta red de comunicación debe ser parte de un sistema de medición.

#### **2.3.4 Sistema de Medición (MS) - Control y de Configuración**

Las funciones del Control y la reconfiguración en el Sistema de Medición son:

- ✓ Interfaz primaria en la ejecución de comandos de control del medidor.
- ✓ Comunicar la información del sistema de pago.
- ✓ Actuar como una puerta a la comunicación de los dispositivos de control de carga.
- ✓ Servicio de conexión / desconexión.
- ✓ La configuración de las unidades de medida arancelaria y disponibilidades.
- ✓ La configuración de la medición de calidad de potencia.
- ✓ La configuración de la grabación de eventos del medidor.
- ✓ Control de retransmisión de señales de carga.
- ✓ La configuración de la identidad y credenciales de seguridad del medidor.
- ✓ Detección del fraude.

#### **2.3.5 Control de Carga (LC Load Control)**

El Sistema de Medición a menudo se puede utilizar como una puerta a la comunicación de las unidades de control de carga (61968-1 describe esto como "MR-PMA"). Las unidades de control de carga son los dispositivos finales con capacidad de control de carga. Estos están conectados a dispositivos de control individual,

dispositivos de destino. Los dispositivos con la funcionalidad LC puede tomar diferentes formas. Muy a menudo una dependencia específica de LC se puede encontrar en (o cerca de) el dispositivo a controlar. Otro enfoque es utilizar medidores que tengan relés que están configurados para servir como dispositivos de LC. Otro enfoque consiste en interactuar con el Sistema de Gestión Energética del cliente (lo que sería otro tipo de extremo del dispositivo).

### **2.3.6 Sistema de Gestión de Carga (LMS Load Management System)**

El Sistema de Gestión de Carga se utiliza para gestionar y controlar la carga con el fin de promover la fiabilidad del sistema. Un Sistema de Gestión de la carga puede llevar a cabo las previsiones de carga, análisis de contingencias y otras simulaciones antes de emitir un comando de control de carga.

### **2.3.7 Sistema de Gestión Interrupciones (OMS Outage Management System)**

El Sistema De Gestión De Interrupciones (OMS) es utilizado por los operadores de distribución para detectar y/o rastrear los cortes, con la finalidad de ayudar en el proceso de verificación y/o restauración. Un OMS combina funcionalidades tal como:

- ✓ Operaciones de Red (**61968-3**).
- ✓ Administración de fallas (**NO-FLT**).
- ✓ Planificación operacional y optimización (**61968-5**).
- ✓ Simulación de operaciones de red (**NO-SIM**).
- ✓ Mantenimiento y Construcción (**61968-6**).
- ✓ Mantenimiento e inspección (**MC-AMI**).
- ✓ Trabajo de programación y despacho (**MC-SCHD**).

El Sistema de Medición (MS) puede ser una fuente importante de información para identificar la existencia y el alcance de las interrupciones, se puede utilizar para verificar la restauración de las interrupciones. El Sistema de Medición puede tener la capacidad de publicar cortes de suministro y restauración de datos que se encuentra

en el OMS. Este tipo de información normalmente se une a la llamada del cliente en el OMS para que pueda predecir mejor la ubicación del corte.

Sin embargo, debido al tiempo de detección de corte de energía, existe también la necesidad potencial de una solicitud/respuesta con el sistema de medición, donde el OMS puede pedir material específico en la red de distribución para probar los estados de los miembros de la red, y devolver el estado de la energización para su análisis. Las respuestas pueden ser utilizadas por el OMS para proveer información crítica necesaria y hacer una predicción del corte de energía.

Las respuestas también pueden ser usadas por el operador de distribución a quien le gustaría verificar que la energía ha sido restaurada a todos los puntos finales medidos aguas abajo de un interruptor especial antes del envío del personal instalador de líneas a lugar del problema.

### **2.3.8 Mantenimiento del Medidor (MM Meter Maintenance)**

El mantenimiento del Medidor (MM) es responsable de la funcionalidad relacionada con la configuración e instalación de medidores. Este tipo de funcionalidad en general, entra en la medición de gestión de activos. Realizar el mantenimiento de medidores podrá exigir los intercambios con el trabajo de administración.

### **2.3.9 Sistema de Medición de Gestión de Activos (MAM-Meter Asset Management)**

Las Empresas emplearán algún tipo de software de gestión de activos para mantener registros detallados de sus activos físicos.

La gestión de activos se trata categóricamente en la norma IEC 61968-4.

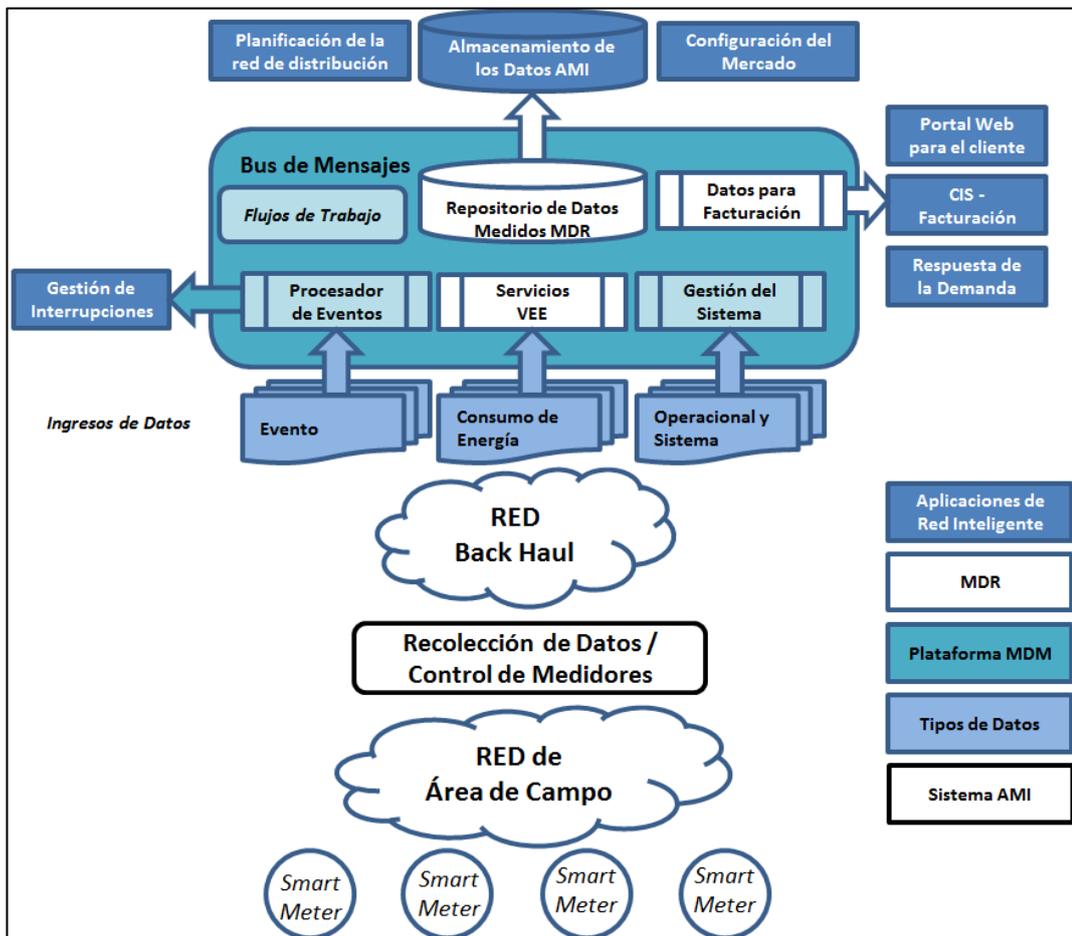
El software de inventarios de activos proporciona un registro de sus atributos físicos, así como su ubicación. En la parte 9 del documento se habla de un sistema MAM, que está estrechamente unida al sistema de medición (MS) y sistema de gestión de datos medidos (MDM), aunque algunas implementaciones con éxito generalizan la

aplicación de gestión de activos lo suficiente como para que pueda vivir dentro de un sistema de gestión de activos (AM) más genérico.

### 2.3.10 Plataforma MDM

La plataforma MDM tiene la capacidad de almacenar y gestionar grandes volúmenes de información, siendo el centro de control de las operaciones dentro de la Empresa de servicios.

Para facilitar el entendimiento de la plataforma MDM en la **Figura 2.5** se muestra la descripción de los servicios que puede brindar un sistema AMI



**Figura 2.5.** Descripción de las funciones de la plataforma MDM  
Fuente: PICARD Marie, " Smart Grid Data Management Challenges ", 16/11/2010,  
<http://bilab.enst.fr/fichiers/picard.pdf>

Para facilitar el análisis del MDM, a este se lo puede considerar en dos categorías distintas que son:

### **Repositorio de Datos Medidos (Meter Data Repository MDR)**

Es una base de datos usado para almacenar permanentemente la información recolectada por los Sistemas de Medición.

Con las lecturas de los consumos de energía que ingresan al MDR se realiza el proceso de facturación siendo la principal función de MDR. Para realizar este proceso se requiere de cuatro pasos los cuales se describen a continuación.

**1. Validación, Estimación y Edición (VEE):** Cuando existen dificultades como congestiones de la red de telecomunicaciones o intermitencia de los dispositivos de campo, las lecturas de los equipos de medición no siempre llegan a tiempo y con la secuencia deseada produciendo cualquier tipo de errores, por lo tanto el MDR debe inspeccionar los datos de manera sensata y precisa (**Validación**), aplicando reglas de negocios (**Estimación**) como son: la interpolación, valores históricos, perfiles de carga, o patrones de temporada, por último cuando la validación y estimación han fallado o cuando se solicita una lectura para corregir determinados valores existe una última instancia llamada **Edición**, en el cual el MDR debe mantener los datos originales y las modificaciones así como las razones del cambio, junto con las transformaciones posteriores y los métodos utilizados para crearlos.

**2. Registro y Auditoria:** Ofrece la capacidad de dar marcha atrás, a través del proceso de VEE, con la finalidad de hacer auditorías y solucionar posibles problemas.

**3. Cálculo de los factores determinantes para el proceso de facturación:** El MDR ejecuta complejos cálculos para determinar la facturación, ya que puede existir diferentes planes tarifarios, compensaciones, penalizaciones y demás factores, además puede soportar la facturación del Time-of-Use TOU (Tiempo de Uso).

4. **Recolección de datos del medidor inteligente:** la recolección de datos se realiza coordinadamente con los dispositivos de control de campo AMI, debido a que se debe comunicar los horarios de recolección de datos a los sistemas de cabecera.

Por otra parte, debido a cantidad de información de tamaño considerable, se debe programar horarios de recolección para un determinado número de sistemas de medición, disminuyendo así, las posibilidades de colapso del sistema.

### **Gestor de datos medidos (MDM Meter Data Management)**

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

Un MDM posibilita los siguientes servicios:

**1. Servicio de Integración:** Es una comunicación de datos a través del intercambio de información, con la finalidad de resolver los problemas de interoperabilidad, para lo cual se utilizan el modelo CIM.

**2. Motor de Flujos de Trabajo:** Su principal objetivo es realizar secuencias de trabajo automáticas programadas trabajando conjuntamente con aplicaciones dentro de los procesos mediante secuencias de comandos.

**3. Procesador de eventos:** Su principal objetivo es gestionar datos ocasionales y no programados de eventos de los sistemas de medición, que pueden indicar interrupciones de servicio u otras anomalías, estos mensajes se utilizan para activar procesos del sistema OMS.

### **2.3.11 Operaciones de la Red (NO Network Operation).**

Las Operaciones de la Red (61968-3) está compuesto de las funciones de seguimiento y control de la red eléctrica. Esto incluye también las funciones relativas a la gestión de fallas, así como la operación estadística. Esto se puede hacer tanto por razones de emergencia como económicas.

### **2.3.12 Sistema de Información comercial (CIS Customer Information System).**

El Sistema de Información Comercial normalmente abarca la funcionalidad relacionada con la atención al cliente y facturación. La función de la facturación se debe a las lecturas, demanda típica o tiempos de uso obtenidos del medidor.

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

### **2.3.13 Planificación**

La función de planificación se describe en la planificación operativa y la optimización (61968-5) de simulación de Operaciones de Red (OP-SIM).

### **2.3.14 Gestión de Trabajo (WM Work Management).**

Un sistema de Gestión de Trabajo es responsable del trabajo que se realiza con recursos de campo. Este asunto está incluido en (61968-6), Mantenimiento-Construcción y Mantenimiento-Inspección (MC-MAI).

Con respecto a la medición, la gestión del trabajo (WM) incluye la instalación, mantenimiento y sustitución de los contadores. Esto puede implicar el proceso de lecturas especiales.

### **2.3.15 Punto de Venta (POS Point Of Sale)**

Un Punto de Venta (POS) se utiliza para gestionar los datos que adeuda un cliente a la Empresa cuando compra un bien o hace pago por un servicio.

Punto de Venta (POS) cae bajo el ámbito de aplicación de la norma IEC 61968-10.

### **2.3.16 Medidor**

El medidor registra los datos utilizados para tarificación de redes públicas, y los datos utilizados para la red de los mecanismos de balance.

Las lecturas capturadas por los sistemas de medición son recogidas por un sistema como el MDM antes de ser presentado a efectos de facturación.

Las entidades de facturación puede corregir los datos, o, en algunas regiones, el proveedor de energía puede llevar a cabo validación, edición y estimación (VEE) de acuerdo con las normas establecidas por la entidad supervisora de reglamentación adecuada. En cualquier caso, las correcciones se ponen a disposición del usuario que la solicite.

### **2.3.17 Dispositivos de control de carga**

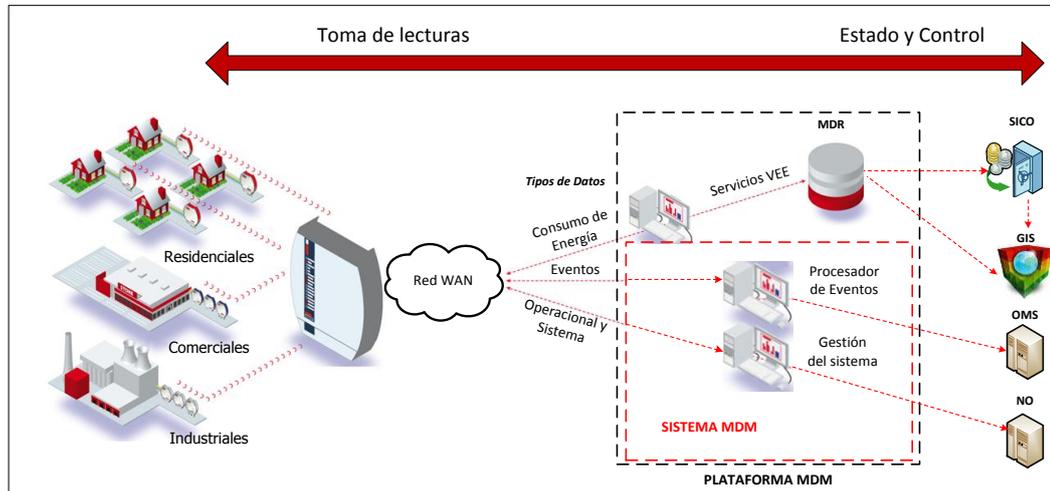
Los dispositivos de control de carga se utilizan para controlar cargas en un ServiceDeliveryPoint (punto de prestación de servicios) mayor información dirigirse al Anexo 1.

El sistema de medición puede tener una red de comunicación que pueden utilizarse para transmitir señales de control de carga a diferentes CommunicationsAsset (comunicaciones de Activos) con el fin de controlar la carga presentada por los EndDeviceAsset (Dispositivo Final Activo) mayor información dirigirse al Anexo 1.

Por otra parte, la red de comunicación puede ser utilizado para comunicar la respuesta de la demanda (precio), y señales al CommunicationsAsset (comunicaciones de Activos) con el fin de afectar a la carga presentada por los EndDeviceAsset (dispositivo final activo).

### 2.3.18 Funciones de la plataforma MDM para la Empresa Eléctrica Azogues

Según las funciones detalladas anteriormente se ha considerado, que la Empresa Eléctrica Azogues debería implementar una plataforma MDM con las funciones detalladas en la **Figura 2.6**.



**Figura 2.6.** Descripción de las funciones de la plataforma MDM planteadas para la Empresa Eléctrica Azogues.

En la **Figura 2.5** se puede observar que la principal función que requiere la Empresa es la recolección remota de datos de consumos de energía de los clientes residenciales, comerciales, e industriales, dentro del área de concesión, la lectura del consumo puede ser realizada en función de un horario programado o de acuerdo a un requerimiento específico solicitado por el sistema de información comercial de la Empresa (SICO), sistema que a su vez puede gestionar las operaciones de corte y reconexión. Estos datos deben ser almacenados dentro del sistema MDR para guardar un histórico, y de esta manera facilitar el control de pérdidas técnicas y no técnicas.

Adicionalmente la Empresa podría implementar un sistema de operaciones de red (NO) y un sistema gestor de interrupciones (OMS) que trabaje conjuntamente con un sistema de información geográfica (GIS) que la Empresa actualmente posee, y de esta forma lograr automatizar procesos de mantenimiento y control de la red eléctrica y de comunicaciones.

### 2.3.19. Ejemplos de Casos de Uso y Diagramas de Secuencia

Un caso de uso describe un conjunto de actividades de un proceso de negocio, los casos de uso sirven para identificar:

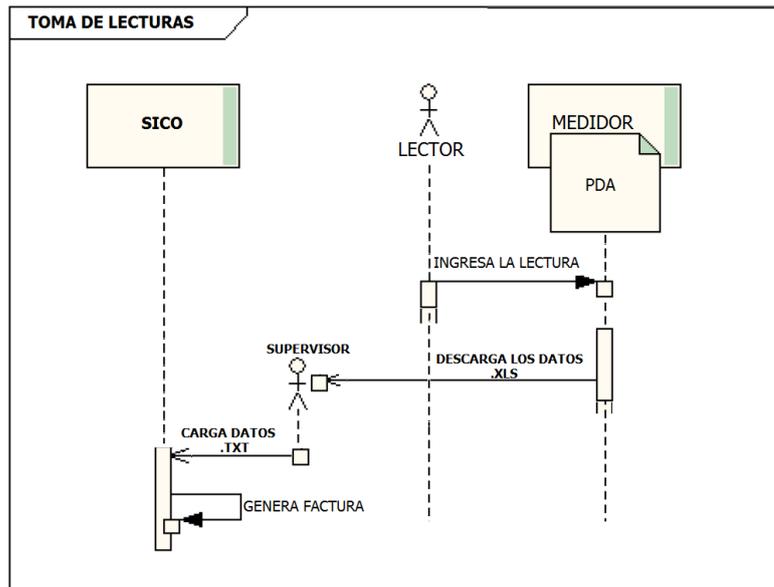
- ✓ Los actores del proceso de negocio.
- ✓ Las actividades ejecutadas por los diferentes actores del proceso.
- ✓ La secuencia en la que se ejecutan las actividades del proceso de negocio.

La norma IEC 61968-9 presenta diversos casos de uso que son de naturaleza informática enfocados al intercambio de información a través de mensajes, a continuación se muestra dos ejemplos de estos casos, en los cuales se analiza en primer lugar el proceso que la Empresa Eléctrica Azogues viene ejecutando, luego se muestra el modelo que propone la norma, y por último debido a que la norma no pretende estandarizar los procesos y funciones de negocios de las Empresas de distribución se presenta un modelo aplicado a la Empresa con los sistemas de gestión existentes.

#### Caso de uso 1: Toma de Lecturas

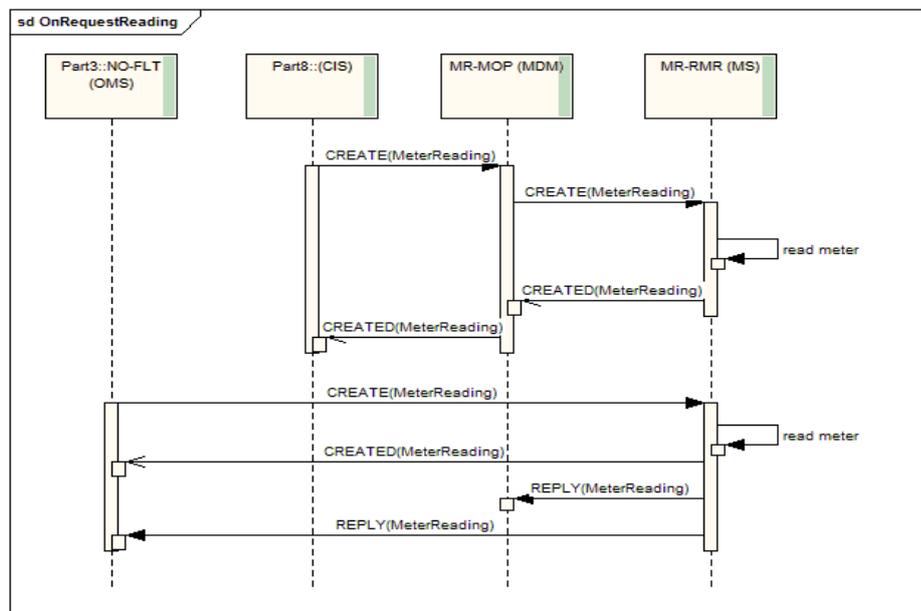
Una de las principales ventajas de los medidores inteligentes es la capacidad de realizar la lectura de forma remota, en la **Figura 2.7** se muestra el diagrama de secuencia para el proceso actual de la Empresa.

En la **Figura 2.7** se describe que el lector se traslada hacia el lugar donde está ubicado el medidor, para ingresar el valor de la lectura en un dispositivo PDA, esto lo hace repetidamente hasta terminar con su ruta de lectura, luego los documentos con extensión **.xls** son entregados al supervisor de lecturas, que a su vez convierte estos documentos a archivos de texto con extensión **.txt** y lo carga al sistema de información comercial (CIS) que en el caso de la Empresa eléctrica es el sistema **SICO** el mismo que es el encargado de generar la respectiva factura.



**Figura 2.7.** Diagrama de secuencia del proceso actual para la toma de lecturas en la Empresa Eléctrica Azogues.

En la **Figura 2.8** se muestra el proceso de toma de lecturas que plantea la norma IEC 61968-9, se puede observar que la lectura no solo involucra el sistema de información comercial (CIS), sino que, adicionalmente interactúa en primer lugar con el sistema gestor de datos medidos (MDM), luego con el sistema de medición y por último con el sistema de gestión de interrupciones (OMS).



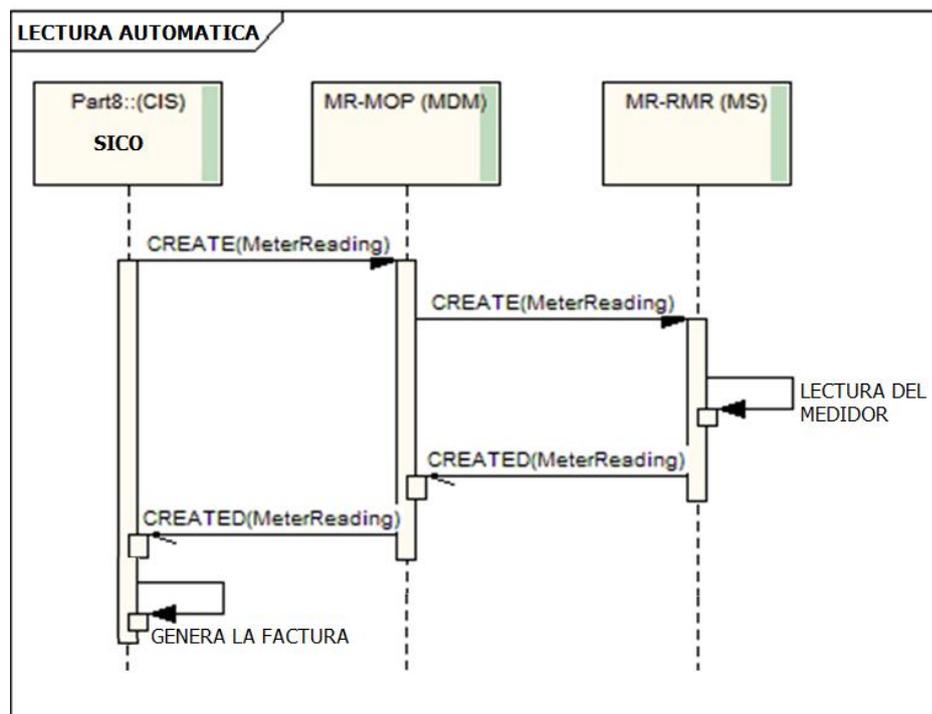
**Figura 2.8.** Diagrama de secuencia planteada por la norma IEC 61968-9 para toma de lecturas.

El sistema de información comercial (CIS) de la **Figura 2.8** se comunica con el sistema gestor de datos medidos (MDM) haciéndole una solicitud de lectura del

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

Por último el sistema de gestión de interrupciones OMS también puede enviar una solicitud de lectura directamente al MS el mismo que le entrega una respuesta al OMS y a la vez registra la respuesta a esta solicitud en el MDM, y en el propio OMS para indicar que el requerimiento tuvo éxito o no.

Por último en la **Figura 2.9** se muestra el proceso de toma de lecturas planteado para la Empresa Eléctrica Azogues C.A.



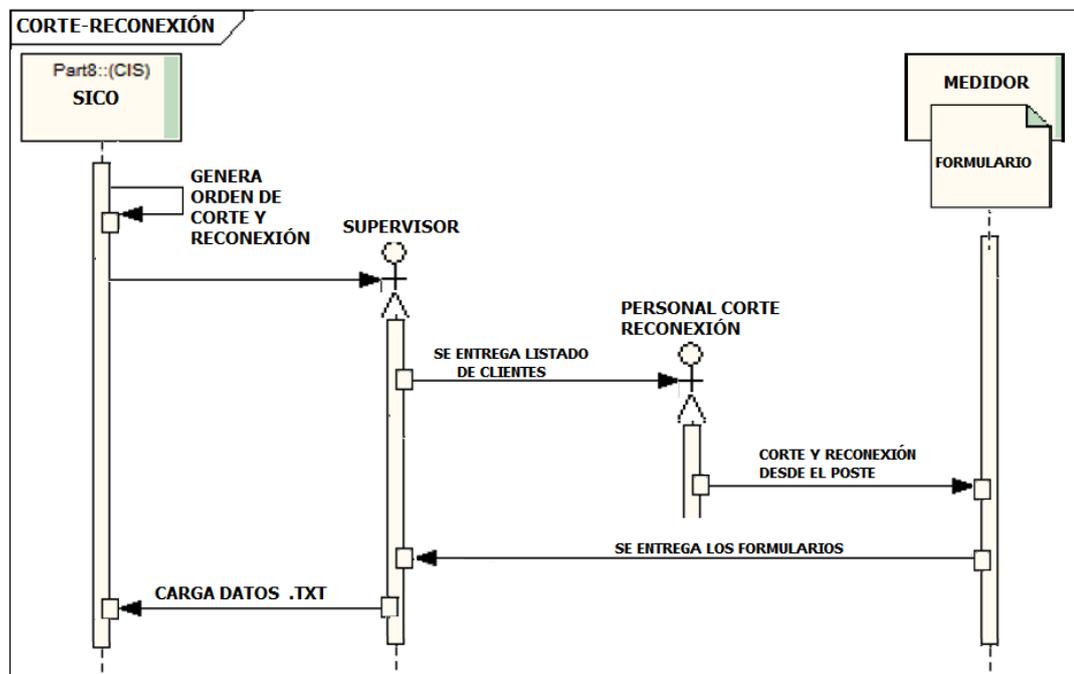
**Figura 2.9.** Diagrama de secuencia planteada para toma de lecturas en la Empresa Eléctrica Azogues.

El sistema de información comercial (SICO) de la **Figura 2.9** se comunica, con el sistema gestor de datos medidos (MDM), enviándole una solicitud para crear un nuevo documento con la lectura del medidor mediante la operación **CREATE** aplicada a la clase **MeterReading**. El MDM a su vez se comunica con cada uno de los sistemas de medición (MS), solicitándoles la lectura mediante el comando

**CRETATE(MeterReading)**, los medidores reciben esta solicitud y realizan el proceso de lectura, y envían el archivo creado al sistema MDM para su almacenamiento, a su vez el MDM envía el archivo creado al sistema de información comercial (SICO), para su respectiva facturación.

## Caso de uso 2: Corte y Restauración

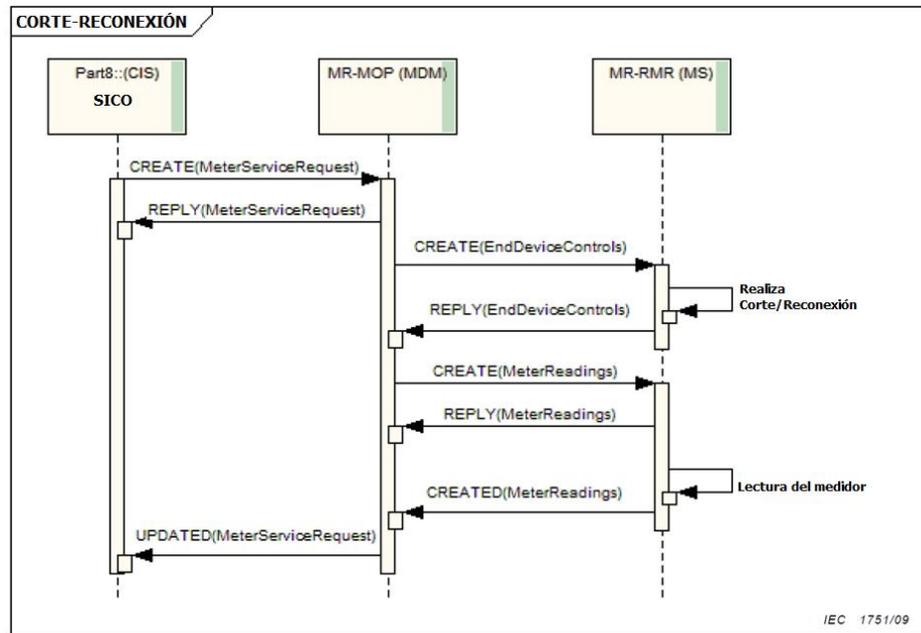
Una de las principales ventajas de los medidores inteligentes es la capacidad de realizar corte y reconexión de forma remota, en la **Figura 2.10** se muestra el diagrama de secuencia para el proceso actual de la Empresa.



**Figura 2.10.** Diagrama de secuencia del proceso actual para el corte y reconexión en la Empresa.

En la **Figura 2.10** se puede apreciar que dependiendo del tipo de evento el sistema de información comercial SICO genera ordenes de corte y reconexión, los mismos que se imprimen y entregan al supervisor de lecturas cortes y reconexiones, el cual delega al personal necesario para realizar estas acciones.

Una vez realizadas las operaciones pertinentes por el personal designado, estos proceden a llenar un formulario, el mismo que se entrega al supervisor para su posterior registro en el sistema comercial SICO.



**Figura 2.11.** Diagrama de secuencia planteada para el corte y reconexión en la Empresa Eléctrica Azogues.

Finalmente el diagrama de secuencia que recomienda la norma, se puede acoplar directamente a la estructura de la Empresa como se puede observar en la **Figura 2.11**.

El sistema de información comercial (**SICO**) de la **Figura 2.11** se comunica, con el sistema gestor de datos medidos (**MDM**), enviándole una solicitud para crear un nuevo documento con el identificador de corte/reconexión del medidor mediante la operación **CREATE** aplicada a la clase **MeterServiceRequest**. El MDM a su vez se comunica con cada uno de los sistemas de medición (**MS**), solicitándoles ejecutar la orden especificada (Corte/Reconexión) mediante el comando **CREATE(EndDeviceControls)**, los medidores reciben esta solicitud y realizan el proceso de corte/reconexión, y envían el archivo creado al sistema MDM para su almacenamiento, a su vez el MDM envía el archivo creado al sistema de información comercial (**SICO**), para su respectiva registro.

Para confirmar el corte o la reconexión el sistema MDM envía una solicitud de lectura al sistema de medición y espera su respuesta para su respectivo registro, Para finalizar el MDM envía un mensaje de actualización al sistema de información comercial SICO.

## **2.4      NORMATIVAS,      INFORMACIÓN,      OBLIGACIONES      Y CONSIDERACIONES ADICIONALES.**

Para la implementación del sistema AMI la Empresa Eléctrica Azogues C.A. requiere que, los medidores, tarjetas de comunicación, colectores de datos, repetidores, red de comunicación y sistema MDM cumplan con ciertas normas, obligaciones y consideraciones adicionales.

### **2.4.1 Características y condiciones generales para el sistema AMI**

#### **Medidor forma 9S CLASE 20**

Debe tener la capacidad de registrar la demanda, kWh, kVARh, con perfil de carga para mínimo 2 canales y monitoreo de calidad de energía, perfil de instrumentación de mínimo 16 canales, para uso en Mediciones **Indirectas Trifásicas**; equipados con tarjeta de comunicación Radio Frecuencia (RF).

#### **Medidores forma 16S CLASE 200 y 16A CLASE 100**

Debe tener la capacidad de registrar la demanda, kWh, kVARh, con perfil de carga para mínimo 2 canales y monitoreo de calidad de energía, perfil de instrumentación de mínimo 16 canales, para uso en Mediciones **Directas Trifásicas**; equipados tarjeta de comunicación radio frecuencia (RF).

#### **Medidor Electrónico forma 12S CLASE 200**

Debe tener la capacidad de registrar la demanda, kWh, kVAR, perfil de carga para mínimo 2 canales y monitoreo de calidad de energía, perfil de instrumentación hasta 16 canales, para uso en clientes con sistema de medición **directa bifásicas**,

equipados con tarjeta de comunicación radio frecuencia (RF) e interruptor de corte y reconexión interno.

Los medidores antes indicados deberán tener las características y capacidades de:

- ✓ Habilitar control y monitoreo de energía a distancia del medidor.
  
- ✓ La tarjeta RF de transmisión para la telegestión deberá estar incorporada al equipo de medición.
  
- ✓ El medidor electrónico deberá estar en capacidad de proveer en sitio los perfiles de instrumentación, configurables cada 15 minutos hasta mínimo 37 días tales como:
  - Tensión de Fase A.
  - Tensión de Fase B.
  - Tensión de Fase C.
  - Corriente de Fase A.
  - Corriente de Fase B.
  - Corriente de Fase C.
  - Angulo de tensión de Fase A.
  - Angulo de tensión de Fase B.
  - Angulo de tensión de Fase C.
  - Angulo de corriente de Fase A.
  - Angulo de corriente de Fase B.
  - Angulo de corriente de Fase C.
  
- ✓ El medidor electrónico debe cumplir las normas ANSI C12.1, C12.10, C12.18, C12.19, C12.20, C12.21 y C12.22.

### **Características y condiciones generales de la tarjeta RF de transmisión para los medidores 9S CLASE 20, 16S CLASE 200, 16A CLASE 100 y 12S CLASE 200**

- ✓ La comunicación de la tarjeta de transmisión RF para la telegestión debe realizarse utilizando frecuencias de uso libre siendo su transmisión de datos full dúplex en todo momento y deberá apegarse a los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.
- ✓ La tarjeta de transmisión RF de telegestión deben estar instalados dentro del medidor (*enclosed*) y no necesitar de ningún equipo adaptador.
- ✓ La tarjeta de comunicación RF para la telegestión debe tener la capacidad de codificar y reportar hasta seis dígitos de lectura.
- ✓ La tarjeta de transmisión RF para la telegestión debe tener la capacidad de extraer como mínimo la siguiente información desde los medidores eléctricos:
  - Datos de facturación.
  - Energía activa, reactiva, demanda, factor de potencia, TOU.
  - Interrupción del servicio y su restauración.
  - Reportes de reset de demanda.
  - Sincronización del reloj.
  - Admitir extracción en tiempo real de perfil de carga almacenado cada 15 minutos.
  - Reportar 96 registros diarios del perfil de carga hacia el concentrador.
- ✓ La tarjeta de transmisión RF debe tener la capacidad de actualizar su firmware y la programación de los dispositivos asociados a la red de comunicación inalámbrica, todo de manera remota (desde el centro de control).
- ✓ La tarjeta RF de comunicación para la telegestión podrá compartir recursos de comunicación, con medidores de agua de la misma tecnología.

- ✓ Los protocolos de comunicación deben de tener seguridades informáticas, tales como:
  - Password de acceso a la tarjeta de telegestión remota y localmente.
  - La información de lecturas deberá ser reportada locamente y remotamente de forma encriptada.
  
- ✓ La tarjeta de transmisión RF no debe interferir con el normal funcionamiento del medidor eléctrico.
  
- ✓ El dispositivo de comunicación RF no debe afectar las dimensiones normales del medidor electrónico original.

### **Medidor electrónico forma 1A CLASE 200**

Debe tener la capacidad de registrar la demanda, kWh, interruptor de corte y reconexión interno y tarjeta de comunicación RF.

El medidor antes indicado deberá tener las características y capacidades de:

- ✓ La tarjeta RF de transmisión de telegestión deberá estar incorporada al equipo de medición.
  
- ✓ El medidor debe poseer memoria que grabe la información en caso de fallas de comunicación, esta memoria debe grabar un mínimo de 35 días de lecturas completas.
  
- ✓ La tarjeta RF no debe interferir con el normal funcionamiento del medidor eléctrico.
  
- ✓ Capacidad detección de energía inversa.
  
- ✓ Capacidad opcional de aplicar un sistema de Pre-Pago integrado al sistema AMI (infraestructura avanzada de medición).

- ✓ Capacidad de cambiar un cliente del sistema pre-pago al sistema pospago con solo hacer cambios en el software de servicio a clientes CIS (SICO), pero el cambio será transparente para el sistema de AMI.
- ✓ Deben ser capaces de realizar el corte y re-conexión a distancia en tiempo real, la capacidad de corte debe ser de 200 A.
- ✓ Los elementos necesarios para ejecutar corte y reconexión a distancia deben estar encapsulado (contenidos) en el interior del medidor.

### **Características y condiciones generales de la tarjeta RF de transmisión para el Medidor electrónico 1A CLASE 200**

- ✓ La tarjeta RF para la telegestión deber ser enclosed (instalados dentro del medidor), y no necesitar de ningún equipo adaptador en el medidor.
- ✓ La tarjeta de comunicación RF para la telegestión instalada en el medidor debe tener la capacidad de codificar y reportar hasta seis dígitos de lectura.
- ✓ La comunicación de la tarjeta RF deben realizarse utilizando frecuencias de uso libre siendo su transmisión de datos full dúplex en todo momento y deberá apegarse a los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.
- ✓ La tarjeta de transmisión RF para la telegestión debe estar en capacidad de extraer la información mínima especificada de los medidores eléctricos:
  1. Interrupción del servicio y la restauración.
  2. Voltaje.
  3. Corrientes.
  4. Sincronización del reloj.
  5. Energía activa.
  6. Energía Inversa.
  7. Reporte 96 registros diarios del perfil de carga hacia el concentrador o Gateways.

- ✓ La tarjeta de transmisión RF debe tener la capacidad de actualizar su firmware todo esto de forma remota (desde el centro de control).
- ✓ La tarjeta RF de comunicación para la telegestión podrá compartir recursos de comunicación, con medidores de agua de la misma tecnología.
- ✓ Los protocolos de comunicación deben de tener seguridades informáticas, tales como:
  - Password de acceso a la tarjeta de telegestión remota y localmente.
  - La información de lecturas deberá ser reportada locamente y remotamente de forma encriptada.

### **Características y condiciones generales para el Concentrador de datos**

El equipo indicado deberá tener las siguientes características y funcionalidades:

- ✓ Los concentradores de datos (Colectores) deben ser totalmente autónomos en su comunicación con la central. En caso de existir ausencia de comunicación hacia los servidores ellos deberán trabajar normalmente hasta que se restablezca la comunicación, durante un tiempo de 24h.
- ✓ Los concentradores de datos (Colectores) deberán aprobar la certificación IP65 (NEMA 4), esta certificación deberá ser obtenida por el equipo completo sin necesitar de un elemento adicional.
- ✓ Los concentradores de datos (Colectores) deben tener alarma de seguridad contra intrusos además deben tener seguridades contra vandalismo.
- ✓ Deberán disponer de un circuito de energía de emergencia (backup), además de un sistema de alarma de ausencia de energía. El circuito de energía emergente deberá constar como mínimo de:
  - Cargador de Batería

- Fusible
  - Bloque de terminales
  - Batería
- ✓ Los concentradores de datos (Colectores), deberán disponer de memoria necesaria para almacenar todos los datos que sean necesarios de la red, para que en caso de falla de comunicación los datos críticos queden almacenados en el concentrador sin pérdida de datos.
- ✓ Los colectores deben ser capaces de soportar las variantes de energía propias de la red eléctrica industrial (120Vac-240Vac), además de tener la capacidad de trabajar con las variaciones de voltaje de las redes eléctricas propias del sitio.
- ✓ Los circuitos de protección eléctrica del concentrador de datos deberá contar con.
- Fuente de energía de 120Vac-240Vac.
  - Supresor de variación de tensiones eléctricas.
  - Breakers de circuito.
  - Filtro de Frecuencia AC.
  - Supresor de variación eléctricas de Ethernet.
- ✓ El concentrador de datos (Colectores) deberá ser capaz de subministrarle comunicación completa y totalmente funcional a un mínimo de 2,000 medidores.
- ✓ La recolección de datos de los nodos deben de ser ejecutados hasta que haya completado la información reportada por los nodos (96 lecturas diarias todos los días calendarios desde su instalación) además, tener la opción de requerir la información de un nodo en cualquier momento en tiempo real.

- ✓ Los colectores de datos (Colectores) deben de ser capaces de generar archivos de información de la red con los cuales se pueda analizar las rutas de comunicación de los nodos y la calidad de comunicación de cada uno de los elementos de la red inalámbrica.
- ✓ La comunicación del concentrador de datos (Gateway) debe funcionar en bandas de frecuencia de uso libre y deberá apegarse a los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.

### **Características y condiciones generales para el equipo repetidor**

El equipo indicado deberá tener las siguientes características y funcionalidades:

- ✓ Los repetidores deberán aprobar la certificación IP65 (NEMA 4), esta certificación deberá ser obtenida por el equipo completo sin necesitar de un elemento adicional.
- ✓ Los repetidores deben tener una alarma de seguridad contra intrusos además deben tener seguridades contra vandalismo.
- ✓ Deberán de disponer de un circuito de energía de emergencia (backup), además de un sistema de alarma de ausencia de energía. El circuito de energía emergente deberá constar como mínimo de:
  - Cargador de Batería
  - Fusible
  - Bloque de terminales
  - Batería
- ✓ Los repetidores deberá disponer de memoria necesaria para almacenar todos los datos que sean necesario de la red, para en caso de falla de comunicación los datos críticos queden almacenados en el concentrador sin pérdida de datos.

- ✓ Los repetidores deben ser capaces de soportar las variantes de energía propias de la red eléctrica industrial (120Vac-240Vac), además de tener la capacidad de trabajar con las variaciones de voltaje de las redes eléctricas propias del sitio.
- ✓ Los circuitos de protección eléctrica del concentrador de datos deberá contar con:
  - Fuente de energía de 120Vac-240Vac.
  - Supresor de variación de tensiones eléctricas.
  - Breakers de circuito.
  - Filtro de Frecuencia AC.
  - Supresor de variación eléctricas de Ethernet.
- ✓ Los repetidores deberá ser capaz de subministrarle comunicación completa y totalmente funcional a un mínimo de 2,000 medidores.
- ✓ La comunicación de los repetidores debe funcionar en bandas de frecuencia de uso libre y deberá apegarse a los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.

### **Características y condiciones generales básicas de Red de comunicación inalámbrica**

- ✓ La comunicación inalámbrica de la red debe funcionar en bandas de frecuencia de uso libre y deberá apegarse a los reglamentos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.
- ✓ La red de comunicación inalámbrica deber entregar herramientas para el análisis de sus nodos de comunicación, fallas de comunicación, rutas críticas de nodos, etc.
- ✓ Alarmas para la detección de fallas de red inalámbrica.
- ✓ Soportar el crecimiento e implementación de nuevos nodos o medidores.

- ✓ La red inalámbrica de dar cobertura a medidores y otros dispositivos en zonas urbanas y/o rurales.
- ✓ La configuración de la red inalámbrica debe de ser auto programable, y capaz de agregar un nodo automáticamente cuando se encuentre dentro del área de cobertura.

**Características y condiciones generales para requerimientos y capacidades del Sistema MDM.**

El Sistema MDM debe cumplir con los siguientes requerimientos técnicos:

- ✓ Recolectar y mostrar alarmas de consumo.
- ✓ Recolectar y mostrar el cambio de medidor o apagado.
- ✓ Recolectar las alarmas por desconexiones, movimientos o manipulación.
- ✓ Servicios Web para la integración, con el sistema información geográfica GIS, bases de datos, Sistema de información Comercial CIS, sistemas gestores de interrupciones OMS, y Sistemas de Gestión de la Distribución DMS.
- ✓ Información para el Análisis de Cargas de los nodos asociados a un medidor controlador de circuito, mejorando la planificación del desarrollo de la red y la utilización de los recursos.
- ✓ Control y comunicación de fallas en la red de distribución asociada a la subestación del sector, determinando ubicación exacta y cantidad de clientes afectados.
- ✓ El sistema debe tener la posibilidad de integrar la lectura de energía, agua y gas, en la misma plataforma.

- ✓ Obtener el 99.5 % de lecturas de los medidores de ciclos programados diariamente, para efectos de facturación.
- ✓ Las lecturas para la facturación deben estar disponibles en un máximo de 1 hora.
- ✓ Capacidad obtener la lectura instantánea de un medidor en un tiempo no mayor a 60 segundos.
- ✓ Capacidad para resetear remotamente la demanda, tanto para medidores residenciales como comerciales e industriales. Este reseteo puede ser parte de un proceso automático dentro del ciclo de lectura-facturación, así como un proceso solicitado en cualquier momento.
- ✓ Soportar la lectura para grandes clientes de la Energía (kWh), la demanda (kW), perfiles de carga, kVAR, kVARh, factor de potencia, voltajes y corrientes en cada fase. El intervalo de los datos puede ser de un mínimo 2 canales.
- ✓ Capacidad de detectar y reportar todos los eventos de pérdida de energía, así sean momentáneas.
- ✓ El sistema deberá proveer reportes de errores y diagnóstico de los elementos del mismo.
- ✓ Capacidad para modificar la configuración del sistema como consecuencia de cualquier entrada o salida de un medidor o un cliente.
- ✓ Soportar la integración de un sistema Pre-Pago.
- ✓ Capacidad para interrogar desde el sistema de administración el estado de un medidor, el sistema debe responder en menos de 60 segundos.
- ✓ Cuando se interroga desde el sistema recolección de datos el estado de un transformador (Hasta 10 medidores), el sistema debe tener la capacidad de responder en 120 segundos.

- ✓ Capacidad para interrogar el estado de los medidores asociados a un Dispositivo de Protección (Hasta 250 medidores), debiendo responder en 5 minutos.
- ✓ Capacidad para interrogar el sistema de administración el estado de los medidores asociados a un Circuito (Hasta 1,000 medidores), debiendo responder en 10 minutos.
- ✓ Capacidad de monitoreo, corte y reconexión de energía utilizando una interfaz web compatible con dispositivos móviles.
- ✓ El sistema deberá ser capaz de recolectar en forma automática con períodos programables por el usuario, a nivel individual por medidor la información contenida en la memoria masiva (memoria no volátil) que contiene la información de las variables programadas en el medidor para el intervalo de integración del mismo.
- ✓ La información guardada debe ser seleccionable por el usuario para ser almacenada en la base de datos local.
- ✓ La información de los registros programados de la pantalla (“display”) que contiene el medidor se podrán seleccionar por parte del usuario para ser almacenados en la base de datos.

#### **2.4.2 Influencia del sistema AMI en la regulación N° 004/01 sobre La Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución**

La calidad de servicio y energía se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobre tensiones y/o deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario, asegurando la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico.

El estudio de la calidad de la energía eléctrica tiene mucha relevancia y tal vez la razón más importante es conseguir el aumento de la productividad y competitividad de las Empresas involucradas.

El consejo nacional de electricidad CONELEC se constituye como el máximo ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a Empresas concesionarias.

Para asegurar un nivel de calidad en la prestación de servicios eléctricos por parte de las Empresas distribuidoras, en defensa de los derechos de los consumidores y con el fin de cumplir con las disposiciones legales contempladas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el directorio del CONELEC mediante la regulación no. 004/01 (vigente desde el año 2001) supervisará los siguientes aspectos:

- ✓ Calidad del Producto.
- ✓ Calidad del Servicio Técnico.
- ✓ Calidad del Servicio Comercial.

**Calidad del Producto:** Ya que se tendrá un registro de los niveles de voltaje, perturbaciones, y valores del factor de potencia entregadas al cliente.

**Calidad del Servicio Técnico:** De igual forma se mantendrá un registro de todas las interrupciones efectuadas, junto con su clasificación, frecuencia y duración; así como también el total de la energía no suministrada, obteniendo el valor que la Empresa pierde al dejar de facturar durante todo este tiempo.

**Calidad del Servicio Comercial:** Adicionalmente para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores, el sistema AMI ofrece beneficios trascendentales en cuanto al manejo de servicios comerciales como:

- ✓ Estimaciones en la Facturación.
- ✓ Resolución de Reclamos Comerciales.
- ✓ Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago.

**Estimaciones en la Facturación:** La estimación en las lecturas del consumo mensual de los clientes genera un nivel de incertidumbre tanto para la Empresa como para el cliente, debido a que el valor que la Empresa factura es un promedio que puede ser de dos tipos:

*Promedio Temporal:* A un cliente se le puede cobrar el mismo valor durante un determinado número de meses hasta que se tome la lectura real.

*Promedio Espacial:* A los clientes de un sector se les puede facturar el mismo valor un determinado número de meses hasta que se tome la lectura real.

Mediante el sistema AMI se logrará eliminar de forma progresiva las estimaciones en las lecturas del consumo energético principalmente en las zonas rurales más alejadas de la ciudad de Azogues como es el caso del sector oriental, donde las lecturas reales se toman cada tres meses y sin cubrir la totalidad de los clientes debido a que las casas se encuentran muy dispersas y están ubicadas en zonas de difícil acceso, si se pretendiera realizar el 100% de lecturas de forma manual se requería de 10 días ocupando a la mitad de lectores, y dos choferes, trabajando jornadas completas.

Con el sistema AMI se registrarán lecturas remotas cada 15 minutos, logrando mediciones reales y oportunas, permitiendo evitar pérdidas económicas tanto para el cliente como la Empresa.

**Resolución de Reclamos Comerciales:** La estimación en las lecturas conlleva a que la Empresa maneje un valor de consumo promedio por cada cliente, y en la mayoría de casos, es muy distante del valor real, produciéndose dos efectos en los clientes: beneficiarlos, facturándoles un valor menor al que consumieron, y perjudicarlos, facturándoles un valor mayor al que consumieron en el último mes.

El segundo hecho hace que los clientes expresen su inconformidad mediante reclamos en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

El sistema AMI brinda la posibilidad de realizar lecturas de dos tipos: programadas y eventuales. Las programadas se realizan de acuerdo a un cronograma establecido por el sistema de información comercial (SICO), para realizar la facturación mensual de cada cliente, y las eventuales que se pueden realizar para comprobar la lectura en tiempo real a petición del usuario o de la Empresa.

**Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago:** Cuando un cliente se encuentra en mora y no ha llegado a un acuerdo para cancelar su deuda con la Empresa, ésta tiene la potestad de realizar la correspondiente suspensión del servicio eléctrico hasta que el cliente cancele el valor que adeuda. Este procedimiento implica que la Empresa delegue una cuadrilla de trabajadores para realizar el respectivo corte, involucrando el uso de recursos como: vehículos para transportarlos, uso materiales para el corte, llenar registros del cliente, entre otros. Una vez que el cliente ha cancelado su cuenta, la Empresa debe realizar el proceso de reconexión, que, al igual que el proceso de corte, requiere el empleo de recursos y tiempo valioso para la Empresa y para el cliente.

Con el sistema AMI se podrá realizar procesos de corte y reconexión de forma remota e instantánea, bastará que el sistema SICO informe al sistema MDM cuales clientes se encuentran en mora, o cuales clientes han cancelado su deuda, para que en contados minutos se habilite o deshabilite el servicio eléctrico, evitando molestias y pérdidas de tiempo y recursos tanto para la Empresa como para el cliente.

---

# CAPÍTULO 3

---

## ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

### INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realiza un análisis de la infraestructura de comunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. para tener una idea clara y precisa de las prestaciones que conlleva aprovechar esta red. También se analizará las ventajas de instalar un módulo de comunicación en los equipos de medición existentes de tal manera que permitan la integración con el sistema de telegestión.

Luego se llevará a cabo un análisis de las diferentes soluciones y tecnologías para la implementación del sistema de medición avanzada AMI en la ciudad de Azogues, mientras que en las zonas donde no existe una red de comunicaciones, se propone soluciones que se acoplen de la mejor manera a los equipos de medición tanto desde el punto de vista técnico, como desde el punto de vista económico.

Una vez evaluada la tecnología y los equipos que mejores beneficios ofrezcan, se describirá cada uno de los elementos que forman parte de la red AMI para definir sus respectivas zonas de cobertura.

Por último, se realiza un análisis económico sobre la viabilidad del proyecto, para definir si el sistema es rentable, esto se determinará de acuerdo a los criterios de decisión del VAN y el TIR.

### **3.1 ANÁLISIS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA RED DE DATOS ACTUAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.**

#### **3.1.1 Arquitectura De La Red De Telecomunicaciones**

La arquitectura de la red de telecomunicaciones que posee la Empresa Eléctrica Azogues C.A. para brindar el servicio de internet, consta de tres elementos principales:

##### **1. Nodo de Red. 2. Red de Transporte. 3. Red de Acceso.**

**El nodo de red** está ubicado en la oficina central de la Empresa Eléctrica, y es el punto principal de la infraestructura en donde el tráfico se concentra y distribuye. La Empresa tiene un contrato con TRANSNEXA (CELEC E.P. TRANSELECTRIC) desde el 2009 que tiene como finalidad la comercialización del servicio de internet. Además el 09 de Mayo del 2012 la Empresa firma un contrato adicional para la reventa de servicios de portadores <sup>11</sup> con la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. para el transporte de datos.

**La Red de Transporte** es el segmento de red que permite interconectar los diferentes nodos de red. La Empresa cuenta con un tendido de fibra óptica mono-modo que cumple con la norma ITU-T G.652b, estándar elaborado por la Unión Internacional de Telecomunicaciones, que cubre la mayor parte de la ciudad en tramos aéreos y subterráneos. La tecnología utilizada es MPLS (Multiprotocol Label Switching), con lo que se garantiza una alta calidad en el transporte de la información.

**La Red de Acceso**, conocida como última milla, es el segmento de red más próximo al usuario. Una vez en los puntos de distribución la fibra se conecta a los mini-IP-DSLAMs (Digital Subscriber Line Access Multiplexer con uplink basado en IP) los cuales permiten la conexión con los usuarios por medio del par de cobre usando el

---

<sup>11</sup> “Los servicios portadores son servicios que proporcionan al usuario una capacidad necesaria para el transporte de información, independientemente de su contenido y aplicación, entre dos o más puntos de una red de telecomunicaciones”.

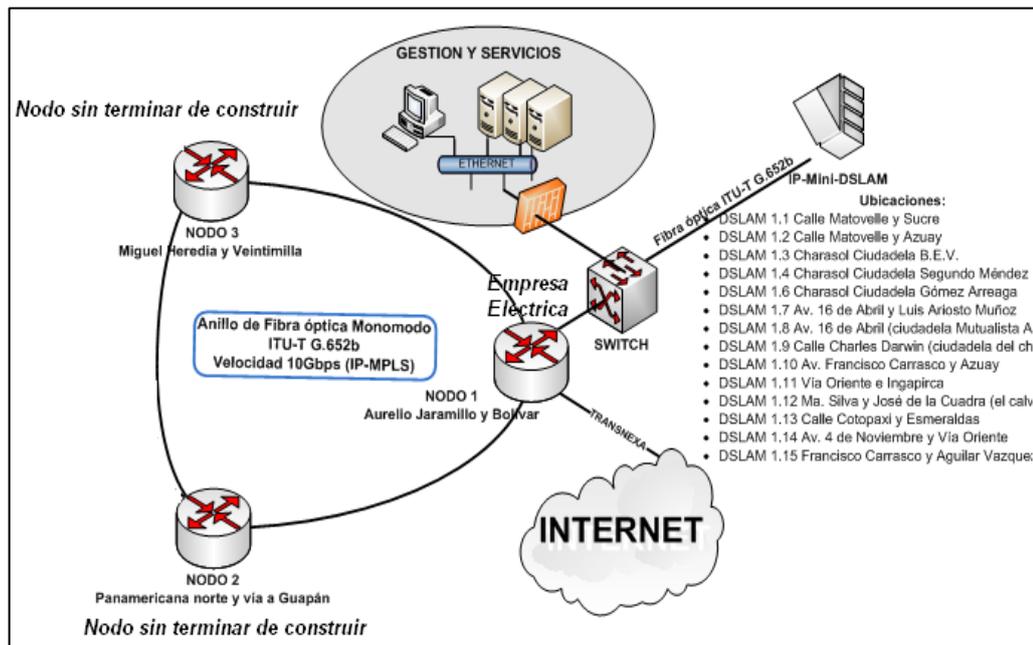
estándar ITU G.992.5 (más conocido como ADSL2+), la capacidad máxima que permiten estos equipos es de 48 pares, es decir 48 abonados. Pero para obtener mayor capacidad, los equipos se pueden conectar en cascada.

Los DSLAMs están a la intemperie, ya sea en paredes o postes, por esta razón se utilizan cajas estancas para su correcta protección, como se aprecia en la **Figura 3.1**.



**Figura 3.1.** Mini DSLAMs ubicados en diferentes sectores de la ciudad de Azogues.

La distancia máxima para garantizar la calidad de servicio de internet es 500 m entre el usuario y el punto de distribución. El esquema de red se aprecia en la **Figura 3.2**.

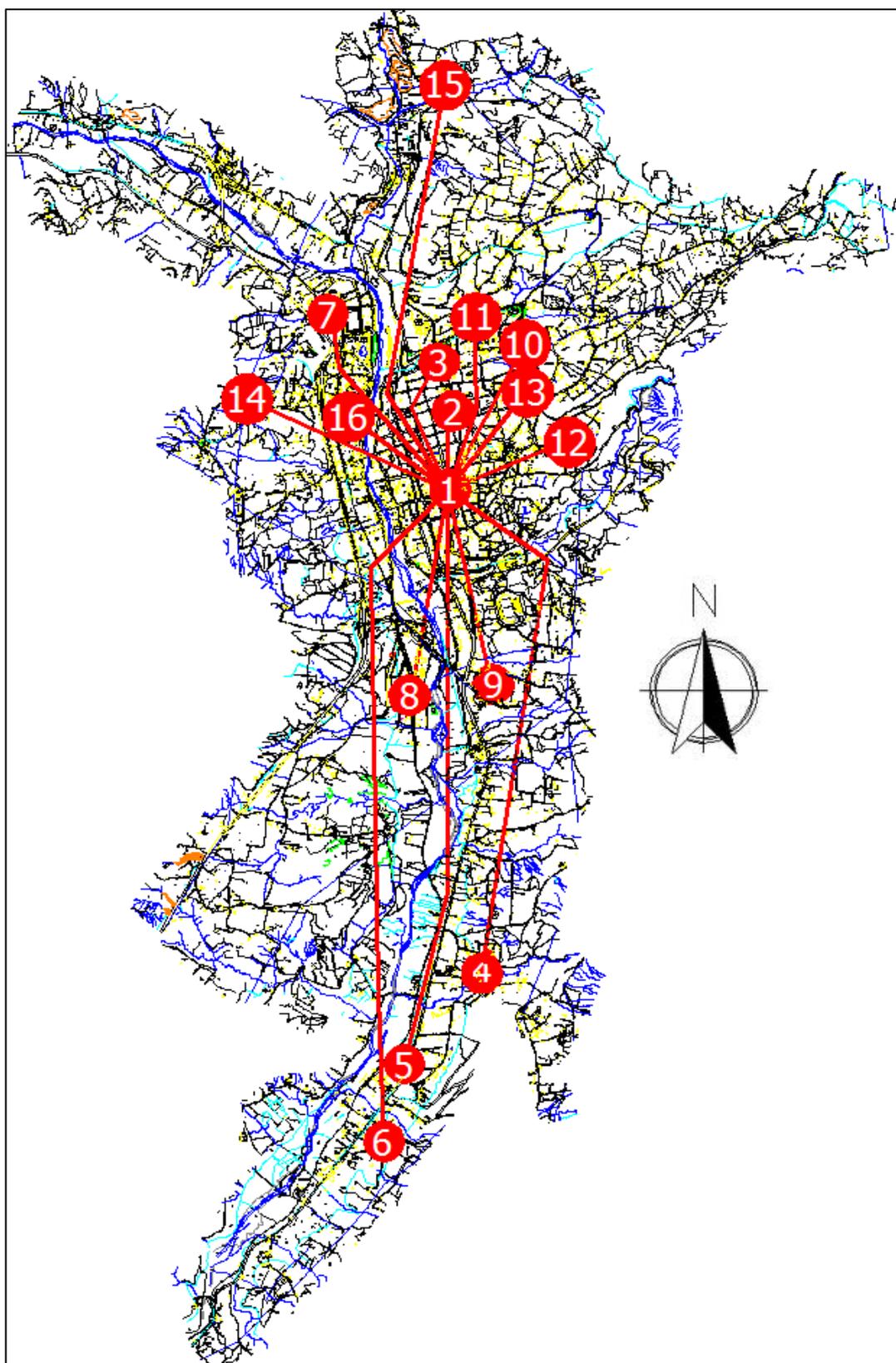


**Figura 3.2.** Diagrama de la red de telecomunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues  
FUENTE: Departamento de Telecomunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues. Año 2011

La ubicación geográfica de los puntos de distribución se detalla en la **Tabla 3.1**.

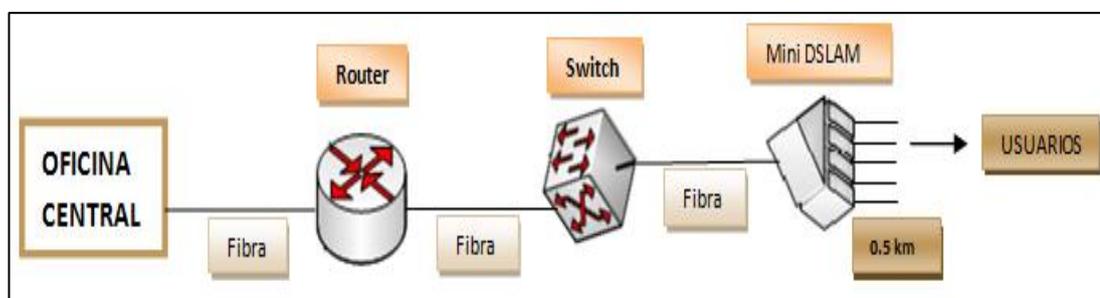
NODOS (PUNTOS DE DISTRIBUCIÓN)	GEOREFERENCIA	
	UTM	WGS84
PD 1 - OFICINA MATRIZ	0739394	S 02°44' 36,07"
	9696556	W 78°50'48,36"
PD 2 - C.C. BARTOLOMÉ SERRANO Matovelle y Sucre	0739396	S 02°44' 21,04"
	9697018	W 78°50'48,33"
PD 3 - SECTOR BANCO DEL AUSTRO Matovelle y Azuay	0739336	S 02°44' 11,90"
	9697302	W 78°50'50,28"
PD 4 - CIUDADELA B.E.V. CHARASOL	0739572	S 02°46' 08,10"
	9693728	W 78°50'42,44"
PD 5 - CIUDADELA MÉNDEZ CHARASOL	0739157	S 02°46' 24,99"
	9693210	W 78°50'55,84"
PD 6 - CIUDADELA GÓMEZ ARREAGA	0739041	S 02°46' 39,31"
	9692770	W 78°50'59,57"
PD 7 - CIUDADELA FERROVIARIA Av. 16 de abril y Luis Ariosto Muñoz	0738732	S 02°44' 01,42"
	9697622	W 78°51'09,85"
PD 8 - CIUDADELA MUTUALISTA AZUAY Av. 16 de Abril, frente a la Iglesia la Dolorosa	0739189	S 02°45' 15,99"
	9695330	W 78°50'54,93"
PD 9 - CIUDADELA DEL CHOFER Calle Charles Darwin y S/N	0739648	S 02°45' 13,55"
	9695404	W 78°50'40,08"
PD 10 - BARRIO SANTA BÁRBARA Av. Francisco Carrasco y Azuay	0739824	S 02°44' 08,77"
	9697394	W 78°50'34,50"
PD 11 - SECTOR COLEGIO SINDICATO DE CHOFERES Vía Oriente e Ingapirca	0739551	S 02°44' 02,93"
	9697574	W 78°50'43,34"
PD 12 - EL CALVARIO María Silva y José de la Cuadra	0740045	S 02°44' 26,86"
	9696838	W 78°50'27,31"
PD 13 - CIUDADELA CANTOS ESTE Av. Francisco Carrasco y Aníbal López	0739837	S 02°44' 17,50"
	9697126	W 78°50'34,06"
PD 14 - SUBESTACIÓN 1 ZHIZHIQUIN	0738257	S 02°44' 18,80"
	9697089	W 78°51'25,20"
PD 15 - BODEGA TABACAY	0739372	S 02°43' 19,79"
	9698900	W 78°50'49,21"
PD 16 - HOSPITAL Av. 16 de Abril (Sector Parque Infantil)	0738816	S 02°44' 21,59"
	9697002	W 78°51'07,10"

*Tabla 3.1. Distribución de los mini DSLAMs en la ciudad de Azogues.*



**Figura 3.3** Ubicación de los puntos de distribución en la zona urbana de la ciudad de Azogues.

Se puede observar que el recorrido desde la Oficina Central hasta el Mini DSLAM es con fibra óptica y sólo la última milla es con cobre, considerando que no deben sobrepasar los 500 metros de distancia. En la **Figura 3.4** se aprecia la arquitectura de red de la Empresa Eléctrica Azogues.



**Figura 3.4.-** Diagrama de la arquitectura de red de la Empresa Eléctrica Azogues.  
 FUENTE: Departamento de Telecomunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues. Año 2011

## DSLAM IP EXISTENTES

### Raptor-XP 1U DSLAM IP

El Zhone Raptor-XP de la **Figura 3.5** ofrece características de un DSLAM IP que brinda facilidad y rentabilidad para servicios triple play sin concesiones a lo largo del área de servicio. Los modelos están disponibles con 48 puertos ADSL2 + [31].



**Figura 3.5** Mini Dslam Raptor-XP-15x que posee la Empresa Eléctrica Azogues C.A.  
 Fuente: <http://www.zhone.com/products/Raptor-XP/>

La interfaz Fast Ethernet / Gigabit de los productos de la familia XP se pueden configurar como lineal, anillo **RPR** o enlaces agregados. Un **OSP** (fuera de planta) versión cercada permite montaje de poste, pedestal, o el despliegue subterráneo de mayor rango y flexibilidad.

**RPR** o Resilient Packet Ring, es un protocolo de nivel 2 que proporciona un servicio de transmisión de paquetes no orientado a conexión entre elementos de un anillo.

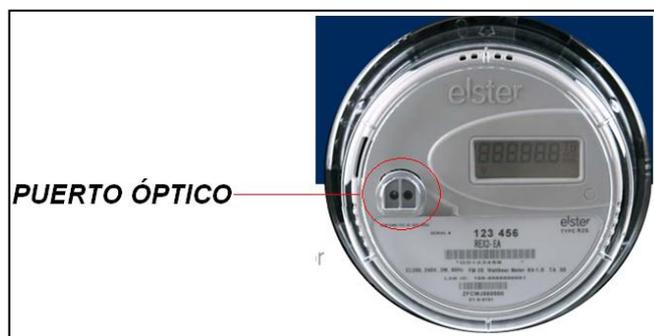
### 3.1.2 Equipos de Medición Existentes.

La Empresa Eléctrica Azogues actualmente cuenta con 31763 usuarios entre activos y suspendidos, cada uno de ellos con equipos de medición de diferentes clases y marcas **Tabla 3.2** entre ellas tenemos:

ABB	AEG	AEM	CDC
CONTELECA	ELSTER	GALILEO	GENERAL ELECTRIC
ITRON	KRIZIK	LANDIS GYR	MITSUBISHI
NANSEN	SCHULUMBERGER	SUNRSE	WESTINHOUSE

*Tabla 3.2. Marcas de contadores propiedad de la Empresa Eléctrica Azogues.*

La mayoría de estos medidores poseen un puerto de comunicación óptico de tipo II de ANSI, que provee comunicaciones bidireccionales entre el equipo y un lector o programador externo como se indica en la **Figura 3.6**.



**Figura 3.6** Medidor electrónico de energía con Puerto Óptico marca ELSTER.

La transferencia de información es compatible con un puerto serial de PC con una configuración establecida de la siguiente manera.

- ✓ Tasa de transmisión 9600 bps.
- ✓ Paridad: ninguna.
- ✓ Bits de datos: 8.
- ✓ Bits de parada: 1.

Las normas con las que cuentan estos equipos van desde la descripción de la interfaz de comunicación, el control del equipo, monitoreo, y parámetros como:

- ✓ ANSI C12.20 Precisión en la medición
- ✓ ANSI C12.18 Puerto Óptico
- ✓ ANSI C12.19 Utilidad Industrial de Tablas de Dispositivos.
- ✓ ANSI C12.21 Comunicación mediante modem telefónico.
- ✓ ANSI C12.22 Interface de comunicación de red de datos.

### **3.1.3 Sistema De Facturación**

En la actualidad los procesos relacionados con la toma de lectura, cortes y reconexiones de la Empresa Eléctrica Azogues, se realizan de manera manual, lo que ocasiona que los indicadores de calidad servicio para estos procesos, no cumplan con los límites establecidos.

El porcentaje de lecturas reales tomadas del año 2010 es solo del 71%<sup>12</sup>. El 29%<sup>12</sup> de lecturas no tomadas y un alto número de lecturas mal tomadas, ocasionan un elevado número de quejas, por lo que la Empresa tiene que emplear sus recursos para atender y dar solución a estos reclamos, realizando actividades que no generan valor, además se ven afectados los indicadores de calidad del servicio comercial; y, sobre todo el costo de oportunidad de los consumidores por el tiempo que dedican en realizar estos reclamos.

Con la finalidad de mejorar la Gestión Comercial, la Empresa se vio obligada a implementar el sistema SICO y lectura con PDAs, el programa SICO después del ingreso de lecturas, permite que se visualicen en el historial las lecturas reales tomadas por el lector con su respectiva fecha, las lecturas generadas para la facturación, y las lecturas que hayan sido corregidas por el facturador.

Mientras tanto con la implementación de los PDAs la Empresa tiene una expectativa de llegar a cubrir un 90%<sup>12</sup> de lecturas en el año 2011 y 95%<sup>12</sup> de lecturas para el año 2012, adicional a ello disminuir, al menos el 80% de los reclamos de los consumidores debido a lecturas no tomadas, mal tomadas; y, a cortes y reconexiones.

---

<sup>12</sup> Dato proporcionado por el supervisor de Lecturas Cortes y Reconexiones de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

### 3.2 EVALUACIÓN DE SOLUCIONES.

Para la implementación del sistema AMI la Empresa ha optado para su plan piloto realizar el estudio en tres sectores, con carácter de urgente e implementación inmediata, el presupuesto designado a cada una de ellas se detalla a continuación:

- ✓ Cambio de medidores correspondientes a consumidores especiales<sup>13</sup> que se encuentran a lo largo de toda el área de concesión, más una inversión en infraestructura de red con un presupuesto de \$147649.
- ✓ Cambio de medidores monofásicos y bifásicos, más inversión en infraestructura de red para la zona oriental con un presupuesto de \$214547.
- ✓ Cambio de medidores pertenecientes a los consumidores masivos ubicados en una zona de la ciudad de Azogues que ya hayan cumplido su vida útil, más una inversión en infraestructura de red, con un presupuesto de \$14221.

Para el análisis de las diferentes tecnologías con las que trabajan los contadores inteligentes, la Empresa propone que se consideren los siguientes parámetros:

- ✓ La Empresa posee 59 equipos de medición marca ELSTER entre bifásicos y trifásicos que pertenecen a los consumidores especiales, que tienen la capacidad de telemedición, por lo que la Empresa propone la reutilizar estos equipos.
- ✓ La Empresa desea aprovechar al máximo su infraestructura de red, por lo que requiere un mayor enfoque a las tecnologías que mejor se adapten a su red de telecomunicaciones.
- ✓ La Empresa que oferte los equipos para la red AMI deben ser compactos y tener un historial de éxito en otras partes del mundo y preferiblemente en el Ecuador.

En base a estos requerimientos por parte de la Empresa, se buscará la mejor solución que se adapte al área de estudio.

---

<sup>13</sup> Un consumidor es considerado como especial cuando cumple cualquiera de estas tres condiciones: Es un cliente de media tensión, de baja tensión con demanda superior a 10kW, o cuando su consumo es mayor a 1000kWh/mes.

### 3.2.1 Propuesta De la Solución Con EASYMETERING



El factor determinante es la reutilización de 59 medidores lo que implica un ahorro de \$17250 USD, como se muestra en la **Tabla 3.3**, pero no todos estos equipos tienen la capacidad para acoplar una tarjeta de comunicación que permita gestionarlos de manera remota, 27 de ellos no tienen esta característica debido a que son de la familia A1RL+, éstos poseen un puerto óptico, puerto serial, y conexión con modem telefónico, lo que implica realizar la actualización de estos equipos cambiándolos por los Alpha Power Plus de la familia A1RLQ+ con un costo de \$45 USD por equipo.

Luego de esta actualización a los equipos se les debe agregar un módulo de comunicación AMR GPRS, esto conlleva contratar los servicios de una Empresa de telefonía celular para usar los módulos GPRS, siendo una gran desventaja ya que no se utilizaría la infraestructura de red de la Empresa Eléctrica, esta actualización tiene un costo \$365 USD por equipo, los módulos son distribuidos por la Empresa SILVATECH S.A. de la ciudad de Guayaquil, **Figura 3.7**, cabe recalcar que estos módulos son solo para la funcionalidad AMR (Automatic Meter Reading) o sistemas para la lectura remota de medidores.



**Figura 3.7.** Módulo de comunicación AMR GPRS para los medidores inteligentes.

MEDIDOR	CANTIDAD	TIPO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
Medidor A1RL+	6	Bifásico CLASE 200	\$250	\$1500
Medidor A1RL+	21	Trifásico CLASE 200	\$250	\$5250
Medidor A1RLQ+	26	Trifásico CLASE 200	\$300	\$7800
Medidor A1RLQ+	4	Trifásico CLASE 20	\$400	\$1600
Medidor A1RLQ+ (Industrial)	1	Trifásico CLASE 20	\$400	\$400
Medidor A1RIQC+	1	Trifásico CLASE 20	\$700	\$700
<b>TOTAL</b>	<b>59</b>			<b>\$17250</b>

*Tabla 3.3. Inversión para la reutilización de los 59 medidores marca Elster.*

Adicionalmente la Empresa requiere comprar una licencia de uso de perpetuidad del sistema EasyMetering para gestionar los datos medidos, este software tiene un costo de \$29400 USD; los módulos e implementación del sistema de telegestión debe ser realizado por personal de la Empresa SILVATECH S.A. el cual tiene un costo de \$1500 USD, por último la Empresa necesita invertir en servidores, conectores, y switch con un costo de \$10062 USD, todos estos gastos se detallan en la **Tabla 3.4.**

ÍTEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO U.	PRECIO T.
1	1	Licencia de uso a perpetuidad del sistema EasyMetering AP	\$29400	\$29400
2	27	Actualización de medidores Alpha Power Plus de A1RL+ a A1RLQ+	\$45	\$1215
3	34	Medidor directo A1800, bifásico 120A.	\$540	\$18360
4	66	Medidor directo A1800, trifásico 120A.	\$600	\$39600
5	1	Medidor A3 nodo Clase 200, 3 hilos, bifásico Base socket. Semi-indirecta	\$700	\$700
6	5	Medidor A3 nodo Clase 20, 4 hilos, trifásico Base A, Semi-indirecta	\$650	\$3250
7	6	Medidor A1800 Nodo, Conexión indirecta, Tipo bornera	\$794	\$4764
8	140	Conector RJ45	\$0,3	\$42
9	7000	Cable UTP	\$0,5	\$3500
10	20	Switch Ethernet	\$26	\$520
11	171	Módulo AMR + antena 2/7 dBi	\$365	\$62415
12	1	Instalación del sistema	\$1500	\$1500
13	1	Servidor	\$6000	\$6000
			<b>TOTAL</b>	<b>\$171266</b>
		*Medidores para telemedición	171	
		*Medidores a comprar	139	

*Tabla 3.4. Inversión para la implementación del sistema EasyMetering.*

En la **Tabla 3.4** se puede apreciar que reutilizar los 32 medidores, más el cambio de los 139 medidores implicando trabajar con la solución de EasyMetering que es únicamente para medición AMR, tiene un costo de \$171266 USD.

### 3.2.2 Propuesta De la Solución ENERGY AXIS



La segunda alternativa es trabajar con los equipos de EnergyAxis, siendo otra de las soluciones que brinda la marca ELSTER. Una de las mayores ventajas de EnergyAxis es que esta es una solución enfocada a sistemas AMI, por lo que es una gran ventaja frente a la solución EasyMetering que es para AMR únicamente.

El software del sistema Energy Axis se llama Energy Manager, tiene un costo de \$60000 USD, por lo que este llegaría a ser la parte más costosa de esta tecnología, sin embargo debido a que la Eléctrica de Guayaquil trabaja desde hace varios años con un sistema de telemedición inteligente, se pudo firmar un acuerdo para usar este software.

Esto implica que la Empresa Eléctrica Azogues se ahorraría este costo, el convenio permite a la Empresa tener los permisos para almacenar los datos de hasta 3000 medidores. Este ahorro, conlleva no solo comprar una mayor cantidad de medidores para los consumidores especiales, sino también la posibilidad de adquirir medidores gREX-D, que son de uso exclusivo para los usuarios masivos extendiendo así la cobertura del plan piloto.

Aparte de los equipos de medición, hay que realizar una inversión en equipos de comunicación, como son gatekeepers, repetidores, y sus respectivos kits de montaje, el listado de los equipos para implementar la solución EnergyAxis se muestran en la **Tabla 3.5**.

ÍTEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO U.	PRECIO T.
1	60	Medidor A3 nodo forma 16A, clase 100, 4 hilos base A	\$681,82	\$40909,2
2	33	Medidor A3 nodo forma 16S, Clase 200, trifásico 4 hilos Base Socket	\$558,44	\$18428,52
3	18	Medidor A3 nodo forma 9s, Clase 20, base socket Trifásico	\$642,86	\$11571,48
4	60	Base socket medidor bifásico clase 200	\$65	\$3900
5	60	Medidor REX2-D, Forma 12S, Bifásico Clase 200, socket con interruptor de corte interno	\$259,74	\$15584,4
6	0	Medidor gREX-D, 2hilos, 120 Voltios, con interruptor interno y tapa de bornera corta	\$170,13	0
7	5	EA_GK Gatekeeper, colector para instalación en poste	\$2727,27	\$13636,35
8	5	EA_GK Gatekeeper, Mounting Kit.	\$129,87	\$649,35
9	39	EA Repeater	\$292,21	\$11396,19
10	39	EA Repeater Mounting Kit	\$45,45	\$1772,55
11	2	Switch	\$26	\$52
12	2	Convertidor de medio	\$85	\$170
13	5	Patchport	\$10	\$50
14	2	Router	\$450	\$900
<b>TOTAL</b>				<b>\$119020,04</b>

*Tabla 3.5. Inversión para la implementación del sistema Energy Axis.*

En esta **Tabla 3.5** se puede observar que la inversión para esta solución tiene un costo de **\$119020,04**, siendo más económico que la solución de EasyMetering, con la ventaja de poder utilizar la infraestructura de comunicaciones de la Empresa Eléctrica.

### 3.2.3 Propuesta De la Solución Con Tecnología PLC de QUADLOGIC



Otra de las posibles alternativas, es implementar equipos de telemedición con tecnología PLC, una Empresa que ha trabajado en el Ecuador es QUADLOGIC con sus equipos Quadlink que han sido implementados en la CNEL de Santa Elena, esos equipos únicamente están configurados para realizar medición AMR, sin embargo también pueden funcionar como sistemas AMI.

Por otra parte al implementar esta tecnología hay que invertir en un software que tiene un costo de \$40.000 USD, y un servidor propio para Quadlink que tiene un costo de \$4.500 USD, luego es necesario realizar la inversión de los colectores de datos medidos, teniendo la ventaja de acoplarse a la infraestructura de comunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues.

Por último es necesario invertir en los equipos de comunicación que se instalarán dentro de la Empresa con un costo de \$1172 USD, los costos totales del sistema se muestran en la **Tabla 3.6**.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Tablero EG-24, incluye bastidor bifásico para montaje de módulos de medición, barras de cobre, fuente de voltaje, pernos para sujeción interna.	7	\$1994	\$13958
2	Módulo de medición, trifásico 3 Fases. Se puede programar como 3 módulos monofásicos.	111	\$256	\$28416
3	Módulo de medición, Bifásico 2Fases.	60	\$187	\$11220
4	Pantallas del consumidor tipo CDU, para enviar mensajes al cliente	171	\$83	\$141193
5	CPU O SERVIDOR QUADLINK	1	\$4500	\$4500
6	IQ-QUADLINK	1	\$40000	\$40000
7	Switch	2	\$26	\$52
8	Convertidor de medio	2	\$85	\$170
9	Patchport	5	\$10	\$50
10	Router	2	\$450	\$900
			<b>TOTAL</b>	<b>\$123459</b>

*Tabla 3.6. Inversión para la implementación del sistema Quadlink con tecnología PLC.*

### 3.2.4 Tabla Resumen de Soluciones

PARÁMETROS DE ANÁLISIS	ELSTER EasyMetering	ELSTER Energy Axis	QUADLOGIC Quadlink
Medio de Transmisión de Datos	GPRS	Inalámbrico Banda Libre de 900 MHz	PLC
Telemetría	✓	✓	✓
		✓	✓
Estatus de la red eléctrica	✗	✓	✓
Utiliza la red de comunicaciones de la Empresa	✗	✓	✓
Ahorro en gastos de Telecomunicaciones	✗	✓	✓
Requiere Colector de Datos	✗	✓	✓
Pueden formar una red mallada (Escalabilidad de la red)	✗	✓	✗
Ahorro en inversión de Software	✗	✓	✗
Experiencia del oferente	✓ ✗	✓ ✓	✓ ✓
	Regional-Internacional	Regional-Internacional	Regional-Internacional
Confiabilidad de la red	Depende de la Empresa que ofrece el servicio de transmisión de datos	Es responsabilidad de la Empresa	Vulnerable a las perturbaciones del sistema eléctrico (oscilaciones de voltaje, distorsiones armónicas, desacople de impedancias)
Número de Clientes Especiales (Trifásicos-Bifásicos)	171	171	171
<b>INVERSIÓN</b>	<b>\$171266</b>	<b>\$119020</b>	<b>\$123459</b>

*Tabla 3.7. Tabla comparativa de soluciones para la implementación de telegestión.*

Analizando la **Tabla 3.7** se concluye que la mejor opción es implementar la plataforma **Energy Axis** debido a que ofrece las mayores prestaciones con menor costo, además brinda mayor fiabilidad con respecto a la solución de QuadLogic, por otra parte se descartaría la alternativa de EasyMetering ya que esta solo trabaja con

tecnología AMR y está limitada a trabajar solo con medidores bifásicos y trifásicos para clientes especiales, además de ser solución más costosa.

Por otra parte el hecho de que los equipos Energy Axis tengan la opción de formar redes mesh, permite que la red sea cada vez más robusta a medida que se incrementen los equipos de medición.

Los equipos EnergyAxis no necesitan línea de vista para comunicarse entre sí, llegando a ser una gran ventaja para usarlo en zonas donde existe una gran cantidad de obstáculos.

Debido al convenio firmado con la Empresa Eléctrica de Guayaquil, el mismo que consiste en hospedar la información de los medidores de la Empresa Eléctrica Azogues en su base de datos (MDM) lo que permite un ahorro de \$60.000 en la licencia del software, haciendo que esta solución sea la más económica, frente a QuadLogic y EasyMetering.

Por último la mayor ventaja de estos equipos es que permiten usar al máximo la infraestructura de comunicaciones y la postería que posee la Empresa Eléctrica, debido a que son compactos y diseñados para este finalidad, siendo esta la opción que más llamo la atención de la Empresa.

### **3.3 MEMORIA TÉCNICA**

Una vez que la Empresa decidió trabajar con la solución de Energy Axis, se realizará una breve descripción de los elementos necesarios que forman parte de este sistema.

#### **3.3.1 Componentes ENERGYAXIS de Elster**

Los equipos necesarios de EnergyAxis son [31]:

- ✓ Gatekeeper.
- ✓ EA\_Repeater.
- ✓ Totalizadores AGInode.
- ✓ Medidores especiales A3 ALPHA.
- ✓ Medidores residenciales y comerciales REX.
- ✓ EnergyAxis Management System Server (EA\_MS).

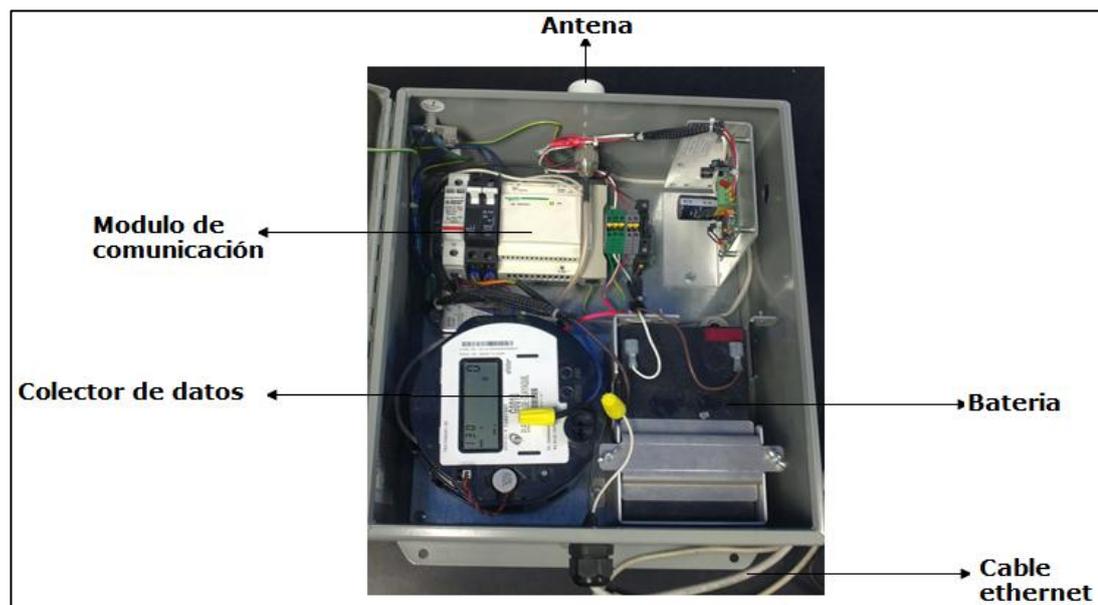
### Colector de datos o GATEKEEPER

El gatekeeper es el equipo encargado de coleccionar los datos enviados por cada uno de los medidores, el gatekeeper puede coleccionar los datos de hasta 2048 medidores residenciales o 200 industriales, sin embargo es recomendable dejar que manejen una carga de hasta 2000 medidores residenciales.

Estos equipos son capaces de enviar los datos a nivel de WAN hacia la Empresa Eléctrica por diferentes módulos de comunicación como, PSTN, 1xPTT, GPRS, ADSL, WIFI, Fibra, redes de radio frecuencia privadas, y Ethernet. La comunicación con los equipos de medición lo hacen de manera inalámbrica a 900 MHz con espectro ensanchado FHSS a una potencia de 250mW.

Estos equipos tienen la capacidad de auto-compensar la carga de los medidores, por ejemplo, si en un sector existen 3000 usuarios, y se colocan 2 gatekeepers, los equipos automáticamente compensarán la carga para dos, si existieran tres se compensa la carga en tres partes iguales, y así sucesivamente.

Por último estos equipos poseen una antena omnidireccional con un radio de cobertura de 2km a 4km de distancia. En la **Figura 3.8** podemos observar un gatekeeper.

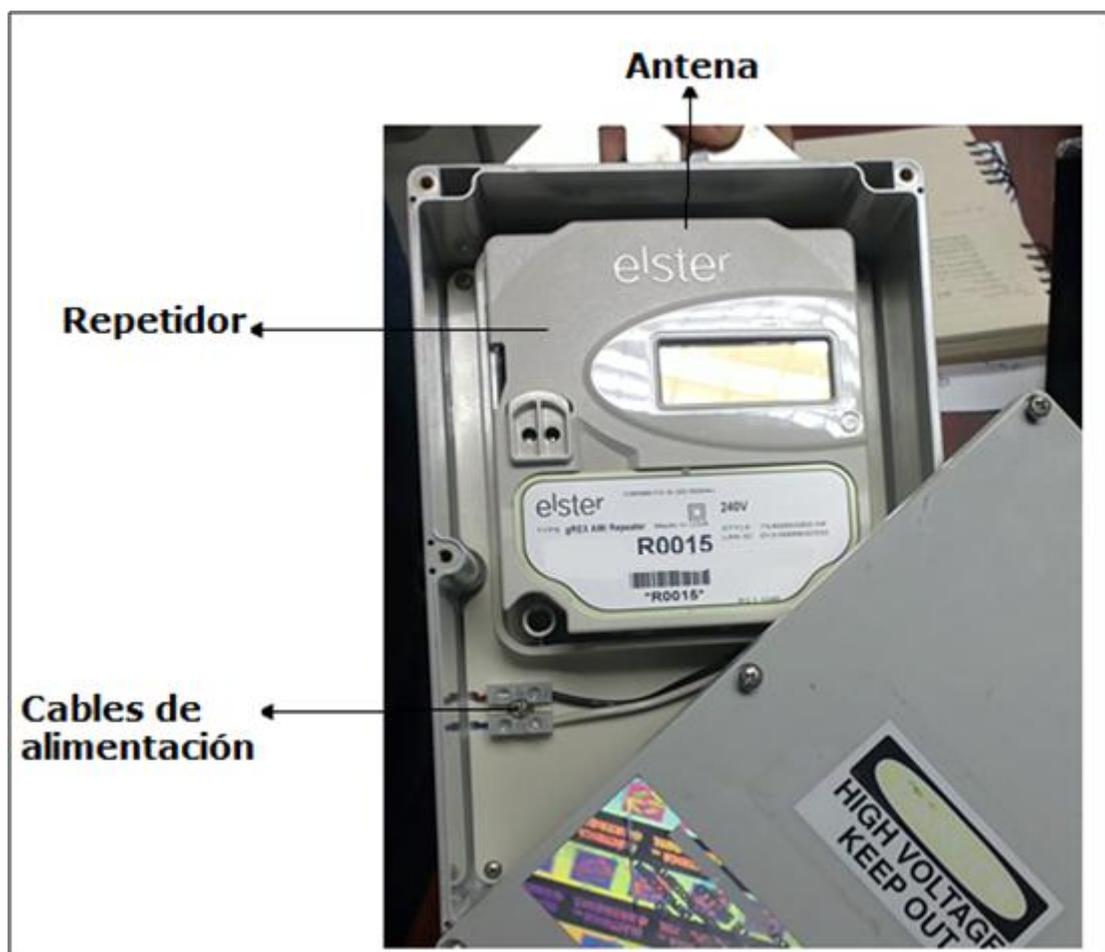


**Figura 3.8** Principales Módulos de un Gatekeeper ELSTER EnergyAxis.

### **Repetidores EA\_REPEATER**

El repetidor como su mismo nombre lo indica, está encargado de regenerar y repetir las señales enviadas por los medidores, para dirigirlas hacia los gatekeepers, estos equipos al igual que el gatekeeper tienen una pequeña antena que posee el mismo radio de cobertura que la de un gatekeeper.

Estos elementos generalmente son usados para rodear obstáculos bastante grandes como montañas o edificios los cuales hacen que la red mesh falle, haciendo que los equipos ya no puedan conectarse entre sí, cabe recalcar que por cada gatekeeper únicamente se pueden tener como un máximo de 15 repetidores, en la **Figura 3.9** se puede observar este equipo.



**Figura 3.9** Repetidor ELSTER EnergyAxis

## Totalizadores AGINODE

Los totalizadores son equipos de medición que se colocan en los centros de transformación para controlar el hurto y calidad de energía de la red. Tiene la capacidad de generar perfiles energéticos para que la Empresa pueda hacer un balance energético.

Por último puede generar alarmas y los eventos en tiempo real, uno de estos equipos se puede observar en la **Figura 3.10**.



**Figura 3.10** Totalizadores ELSTER AGInode EnergyAxis

## Medidores especiales A3 ALPHA

Estos equipos de medición son usados en el área industrial, tienen la capacidad de medir perfiles de carga, hacer discriminación horaria, medir corriente, factor de potencia,  $\cos\Phi$ , capacidad de hacer corte y reconexión de manera remota.

Esta familia consta de tres tipos de medidores, los cuales son:

- ✓ A3 ALPHA.
- ✓ A3 ALPHA con EA\_NIC.
- ✓ A3 ALPHA Meter collector.

Los equipos A3 ALPHA con EA\_NIC y A3 ALPHA Meter Collector tienen las mismas características que un A3 ALPHA, con la diferencia que el primero tiene una interfaz de RJ45, y el segundo tiene la posibilidad de coleccionar los datos de hasta 1024 medidores gRex o Rex2-EA, teniendo un comportamiento similar a la de un gatekeeper, siendo esto de gran ayuda para liberar carga de datos en los gatekeeper,

mas características de estos medidores se puede consultar el Capítulo 1, estos equipos se pueden apreciar en la **Figura 3.11**.



**Figura 3.11** Medidor ELSTER A3 Alpha.

### **Medidores Bifásicos Residenciales Y Comerciales REX2**

Estos equipos son usados para los usuarios residenciales y pequeños comercios, tienen la capacidad de hacer corte y reconexión de manera remota ya que posee un Switch de hasta 200 Amperios, este equipo previo a una reconexión puede verificar si existe presencia de voltaje antes de reconectar el servicio.

Tienen la capacidad de conectarse con pantallas tipo CDU que son ubicadas dentro los hogares mediante tecnología ZigBee a 2,4 GHz o con RF a 900MHz. Para más características de este medidor se puede consultar en el Capítulo 1.

Estos medidores vienen programados de fábrica para registrar energía entregada y recibida, kWh, kVArh, kVAh, puede medir perfiles de carga cada 15 minutos, envía señales de errores y estado de la red en su display y al EnergyManagement.

Por último estos equipos poseen en su interior una antena que permite formar una red mesh con los demás elementos de la red EnergyAxis.

Mediante pruebas de campo realizadas con los equipos, se ha determinado que la distancia promedio de enlace entre medidores es de aproximadamente 200m sin línea de vista, la **Figura 3.12** muestra uno de estos medidores.



**Figura 3.12.** Medidor ELSTER REX2-EA de EnergyAxis.

### **EnergyAxis Management System Server (EA\_MS)**

Es el administrador del sistema que permite recolectar toda la información acerca del estado, seguridad, y rendimiento de la red.

EnergyAxis Management es la plataforma MDM, y usa estándares abiertos tales como XML, SOAP, Web services, Multispeak y CIM.

A nivel de usuario permite hacer reportes, facturación, agregar o quitar horarios para hacer el uso de la discriminación horaria.

El EnergyAxis Management puede generar diferentes eventos, entre los más importantes y de uso común se muestran en la **Tabla 3.8**:

<b>EVENTO/ALARMA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>Time changed by EA_MS</b>	Sincronización de tiempo
<b>Demand reset</b>	Resetear demanda
<b>Demand threshold exceeded</b>	Umbral/límite de demanda excedido
<b>Possible load profile gap detected</b>	Posible vacío en el perfil de carga
<b>Reverse energy flow</b>	Reflujo de energía
<b>Tamper detected</b>	Manipulación detectada
<b>Tier override warning</b>	La tarifa TOU actual se remplazara por una tasa TOU programada
<b>Reset error</b>	Error de reseteo
<b>Power outage detected</b>	Corte de potencia detectado
<b>Power restoration detected</b>	Restauración de potencia detectado
<b>Outage</b>	Corte
<b>Restoration</b>	Restauración
<b>Meter removal</b>	Retiro del medidor
<b>Outage detected from LP data</b>	Corte detectado del perfil de carga
<b>Restoration detected from LP data</b>	Restauración detectada del perfil de carga
<b>Phase A missing</b>	Falta fase A
<b>Phase B missing</b>	Falta fase B
<b>Phase C missing</b>	Falta fase C
<b>Partial outage-phase A</b>	Corte parcial de fase A
<b>Partial outage-phase B</b>	Corte parcial de fase B
<b>Partial outage-phase C</b>	Corte parcial de fase C
<b>Uncontrolled service connect/Disconnect detected</b>	Detectado servicio de conexión/desconexión sin control
<b>No voltage detected with disconnect closed</b>	No se detecta voltaje con relé cerrado
<b>Meter report load side voltage detected with disconnected service</b>	Se detecta presencia de voltaje en la carga con servicio suspendido
<b>Voltage monitoring max event</b>	Monitoreo de voltaje máximo evento
<b>Voltage monitoring min event</b>	Monitoreo de voltaje mínimo evento

*Tabla 3.8. Eventos y Alarmas del sistema Management System.*

### 3.3.2 Condiciones de diseño para el sistema EnergyAxis

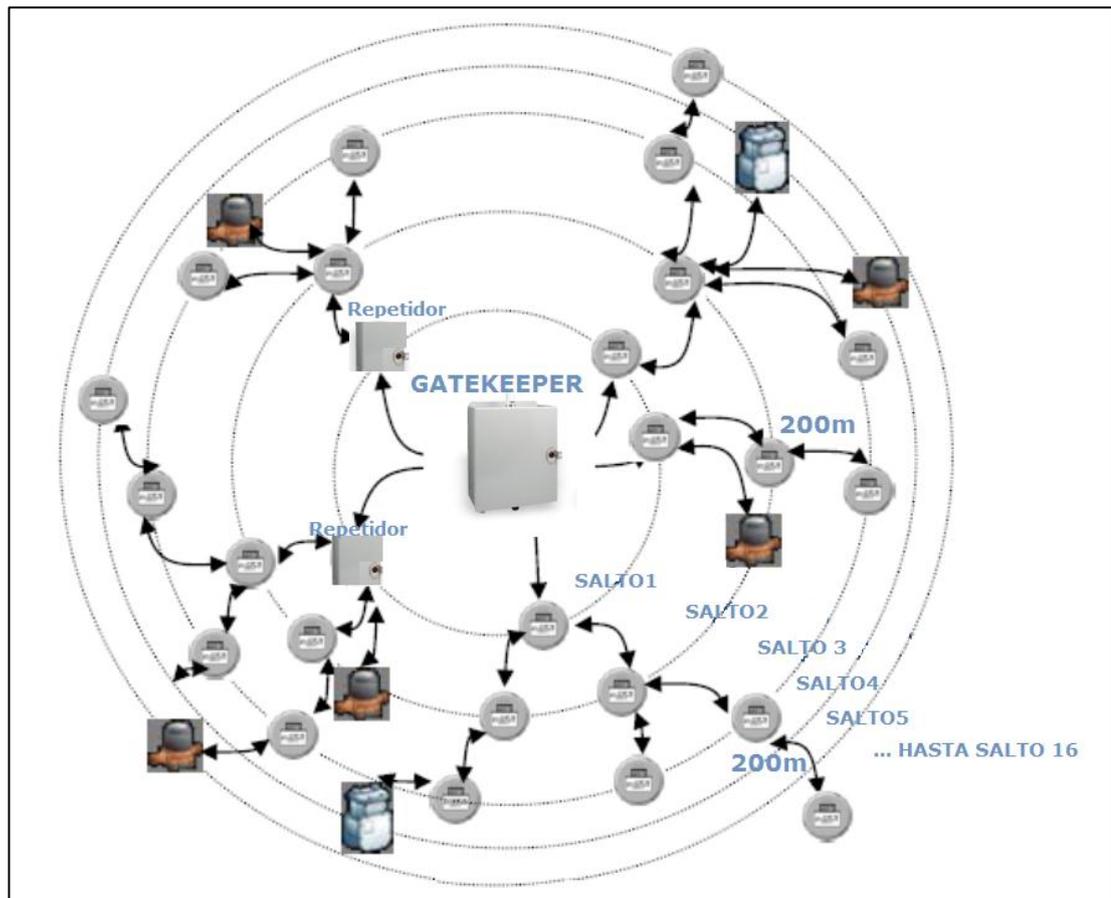
Para asegurar el funcionamiento de la red con los equipos EnergyAxis hay que considerar ciertos parámetros básicos como son:

### Línea de vista entre equipos

Los equipos de EnergyAxis no necesitan línea de vista para establecer comunicación entre ellos, sin embargo para asegurar el diseño en la zona de estudio, y debido a que esta es de una geografía muy compleja, se considerará que los equipos necesitan línea de vista, por lo menos entre repetidores y gatekeepers.

### Red mesh

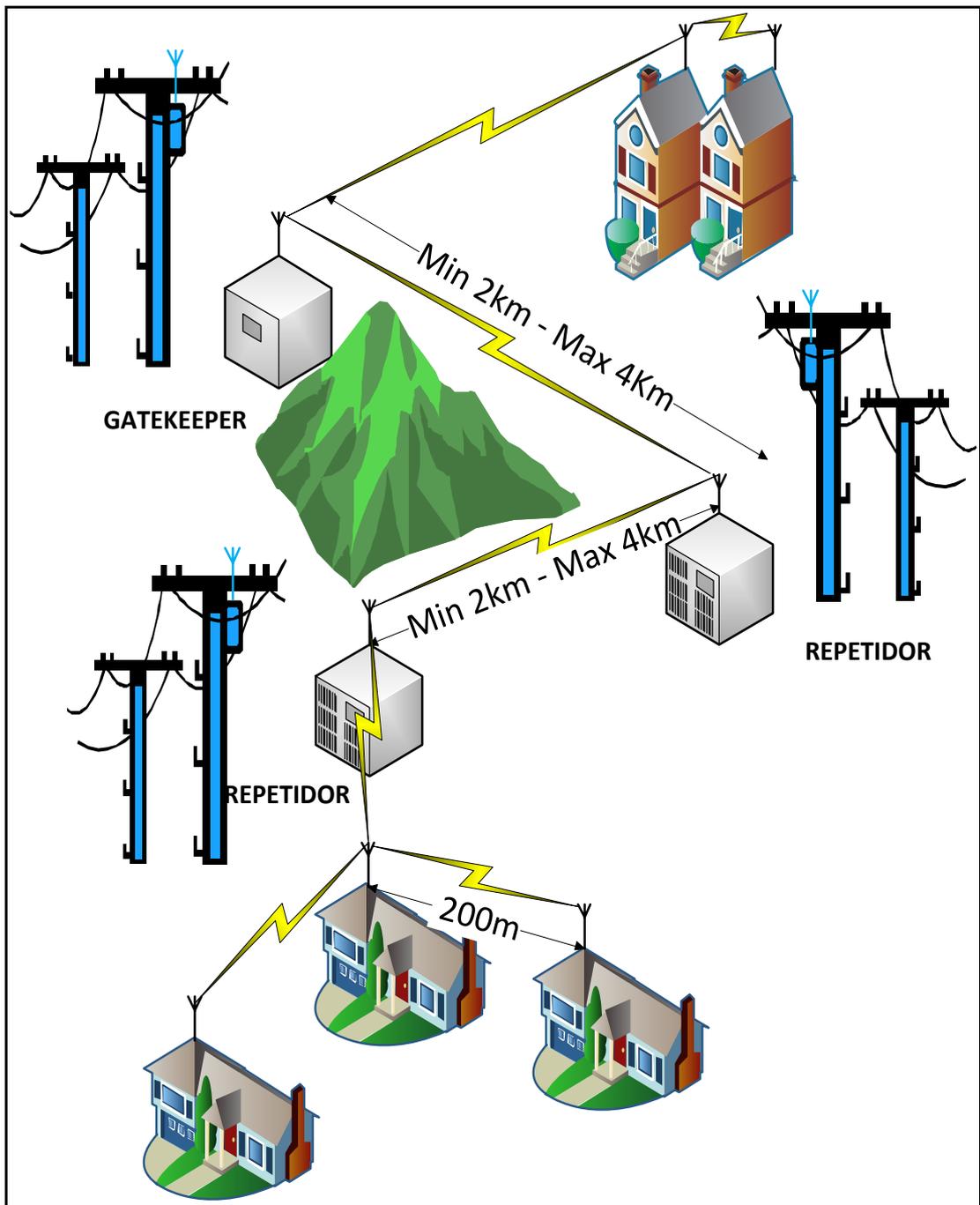
Para formar la red mesh entre medidores, aproximadamente estos se conectarán entre ellos a una distancia aproximada de 200 metros como se muestra en la **Figura 3.13**, cabe recalcar que cualquier componente del sistema EnergyAxis es capaz de formar la red mesh, esto incluye repetidores y gatekeepers.



**Figura 3.13** Descripción de la red mallada del sistema EnergyAxis.

### Separación entre equipos

La separación entre los equipos como gatekeepers y repetidores en promedio debe estar entre 2 Km y 4 Km como se muestra en la **Figura 3.14**, el repetidor se usa generalmente para rodear montañas y donde la red mesh ha fallado.



**Figura 3.14** Separación entre los diferentes equipos del sistema EnergyAxis.

## Velocidad de transmisión de datos

Para calcular la mínima velocidad de transmisión de datos que un gatekeeper necesita para transmitir los datos hacia la oficina central de la Empresa, se parte desde el tamaño máximo de paquete que tiene un medidor de tipo industrial, ya que este tipo de medidores es el que más datos transmite.

Un medidor de este tipo tiene un tamaño de paquete de **256 Bytes**, este tamaño incluye toda la información que puede enviar el medidor, y las cabeceras IP, así como demás datos que sean propiedad de Elster, por lo tanto, para un gatekeeper que puede manejar un máximo 200 medidores industriales se necesitaría:

$$200 * 256 \text{ Bytes} = 51.200 \text{ Bytes}$$

$$51.200 \text{ Bytes} = 409.600 \text{ bits}$$

$$409600 \text{ bits} = 400\text{Kbits}$$

Se puede observar que un gatekeeper para transmitir su carga máxima solo necesitara 400Kbits, por lo que a cada gatekeeper se le asignará una velocidad de transmisión de datos de 512kbps, asegurando así la robustez del sistema.

### 3.3.3 Área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues comprende tres ciudades, divididas a su vez en parroquias rurales y urbanas como se aprecia en la **Tabla 3.9**.

PARROQUIAS	CIUDAD AZOGUES	CIUDAD DÉLEG	CIUDAD BIBLIÁN
URBANAS	Azogues, Bayas, Borrero, San Francisco	Déleg	
RURALES	Cojitambo, Guapán, Javier Loyola, Luis Cordero, San Miguel, <u>Pindilig</u> , <u>Rivera (Zhoray)</u> , <u>Taday</u> .	Solano	Sageo

*Tabla 3.9. Área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.*

Para el diseño de este proyecto, se ha considerado segmentar el área de concesión en dos zonas: la **ZONA ORIENTAL** que comprende las parroquias rurales: Pindilig, Zhoray y Taday, y la **ZONA AZOGUES** que comprende las ciudades de Azogues, Déleg y la parroquia Sageo de la ciudad Biblián, como se observa en la **Figura 3.15**.



**Figura 3.15** División política de la provincia del Cañar y segmentación del área de estudio.

### 3.3.4 Diseño de la red para la ZONA ORIENTAL

La Empresa pretende dar servicio de medición inteligente dentro de su plan piloto a las parroquias de Taday, Pindilig y Zhoray. Estas tres parroquias tienen 2463 usuarios en total, por lo que para una tasa de crecimiento anual de 3,2%<sup>14</sup> el número de medidores que el departamento de planificación de la Empresa Eléctrica Azogues espera tener en 15 años es de alrededor de 3951 usuarios, por lo que sería necesario colocar 2 gatekeeper, ya que cada equipo maneja 2000 usuarios, el costo de estos dos equipos sería de \$5714,28 USD, siendo este el mayor gasto para la Empresa en cuanto a colectores de datos se refiere.

Cabe recalcar que para la implementación del plan piloto, en primera instancia se dará cobertura a 700 medidores monofásicos y 4 bifásicos ubicados en cada uno de los centros parroquiales por lo que únicamente será necesario colocar un gatekeeper en esta zona y cuando la demanda crezca, se colocará un segundo gatekeeper.

<sup>14</sup> Dato proporcionado por la Jefatura de Planificación de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. 10/02/2012

Por otra parte, en este sector la Empresa no posee ninguna infraestructura de red en cuanto a comunicaciones, por lo que hay que buscar alguna manera de transmitir los datos colectados por el gatekeeper. Entonces se plantea 2 alternativas que se analiza a continuación:

#### **ALTERNATIVA 1:**

Debido a que en el sector de Mazar se encuentra la Empresa TRANSELECTRIC, la cual posee un sistema de comunicación en esta zona, la Empresa Eléctrica podría alquilar un servicio de transmisión de datos a dicha Empresa, implicando los costos de la **Tabla 3.10**:

<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PRECIO</b>
<b>1</b>	VPN DE 512kbps con conector RJ45.	\$900
<b>1</b>	Router.	\$450
<b>1</b>	Mensualidad de \$90 USD por derecho de uso de red. Proyectando a 15 años.	\$16200
<b>TOTAL</b>		<b>\$17550</b>

*Tabla 3.10. Costos por alquilar el transporte de datos a la Empresa Transelectric.*

Con el resultado de la **Tabla 3.10** podemos apreciar que dentro de 15 años la Empresa llegaría a pagar a Transelectric \$17550 USD por el alquiler de red, por lo que se evaluó la segunda alternativa.

#### **ALTERNATIVA 2:**

Llegar a la zona oriental con cuatro radioenlaces, el principal a 5,8 GHz y los tres restantes a 2,4 GHz, el propósito de llegar con la frecuencia de 2,4 GHz es que eventualmente se pueda brindar internet a estos sectores donde ninguna Empresa llega con sistema de comunicación alguno, ya que ni telefonía celular por parte de Movistar, Claro o Alegro existe en estas zonas, la única Empresa que llega con telefonía CDMA450 es la CNT, sin embargo, esta no brinda servicio de internet por la geografía tan conflictiva de la zona, y aprovechando que la Empresa tiene licencia para ofrecer este servicio de valor agregado por 11 años a partir del 2010 se podría hacer efectivo dicha prestación.

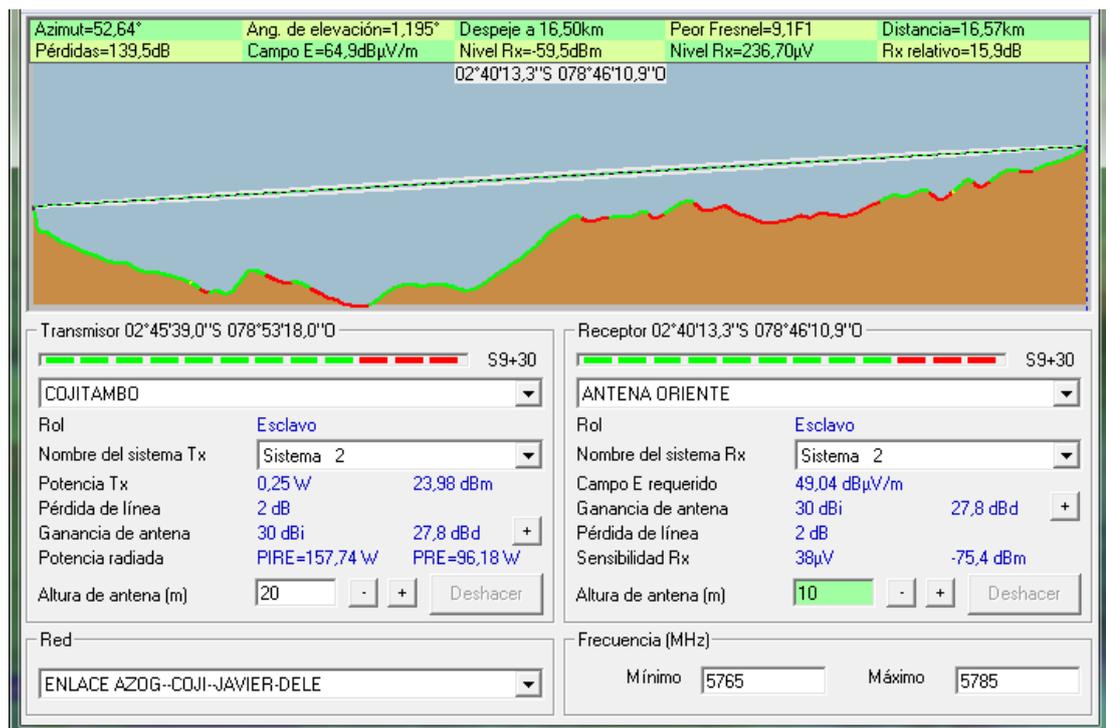
Actualmente la Empresa posee una torre de 35 metros de altura en el cerro de Cojitambo en las coordenadas 78° 53' 16.38" W, 02° 45' 40.68" S desde este punto se hace un enlace a 5,8 GHz hacia las oficinas de la Empresa. Por lo que se buscó un

punto cercano a la zona oriental donde existe línea de vista con el cerro de Cojitambo, siendo este el sector de Chanin, en este sector se buscó un punto donde la Empresa Eléctrica tenga postes, para que en uno de ellos se pueda colocar los equipos para el enlace. Esto se hizo con ayuda del sistema GIS que hasta Mayo del 2012 la Empresa tiene implementando casi en un 95%.

El punto que se encontró como el más eficiente para la antena principal de radio enlace entre Cojitambo y Antena Oriente (sector Chanin) está en las coordenadas:

**ANTENA ORIENTE**  
 Coordenadas                    747973,874  
     9704617,041  
 Junto al medidor con #:        111111  
 Nombre del cliente:        Cuenca Radio Club

Con el **Radio Mobile** se obtuvo la simulación, que se indica en la **Figura 3.16**.



**Figura 3.16** Simulación del enlace entre el cerro Cojitambo y Antena Oriente.

En la **Figura3.16** se puede confirmar que el enlace es posible, además no existe ningún obstáculo entre estos dos puntos, se supera el 100% de las Zonas de Fresnel, sin embargo por cuestiones de seguridad se añadirá mástiles de 3 metros a cada poste para ganar altura de los equipos.

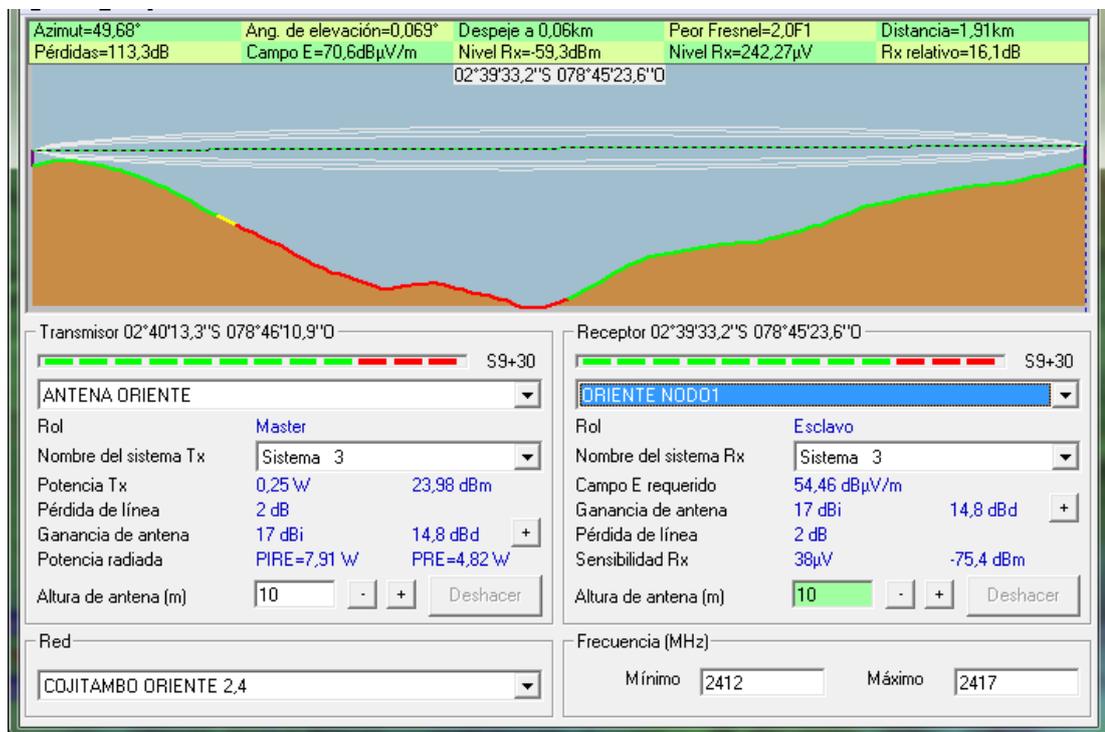
Para el enlace entre la Antena Oriente y el Nodo 1 se hizo un análisis similar encontrando la siguiente ubicación para el nodo 1 (2,4 GHz).

### NODO 1 (2,4 GHz)

**Coordenadas** 749437,753  
9705848,099

**Junto al medidor con #:** 112608

**Nombre del cliente:** Lliguicota Lazo Luis Gilberto



**Figura 3.17** Simulación del enlace entre la Antena Oriente y el Nodo 1.

En la **Figura 3.17** se puede confirmar que el enlace es posible, además no existe ningún obstáculo entre estos dos puntos, se supera el 100% de las Zonas de Fresnel, sin embargo por cuestiones de seguridad se añadirá mástiles de 3 metros a cada poste para ganar altura de los equipos.

Para el NODO 2 y NODO 3 (Gatekeeper-Oriente) se trabajó de la misma manera, encontrando los siguientes puntos:

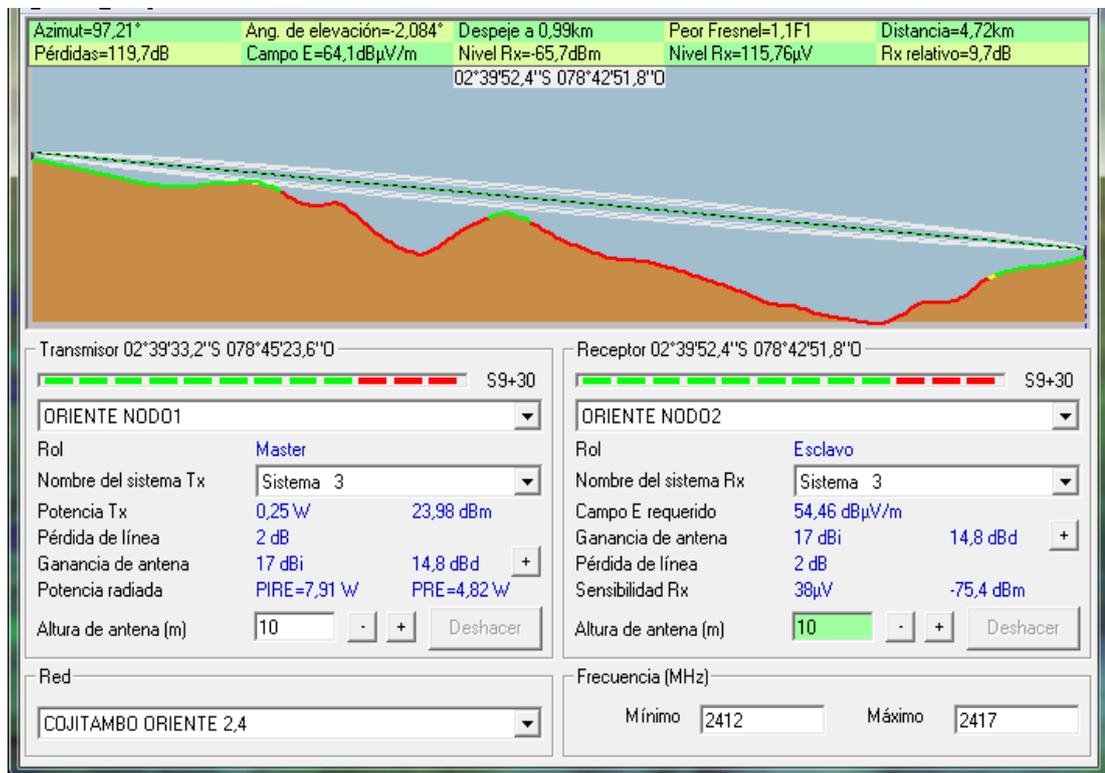
## NODO 2 (2,4 GHz)

Coordenadas 754128,638

9705248,016

Junto al medidor con #: 116741

Nombre del cliente: Quizhpilema Lliguicota María Rosa



**Figura 3.18** Simulación del enlace entre el NODO 1 y NODO 2.

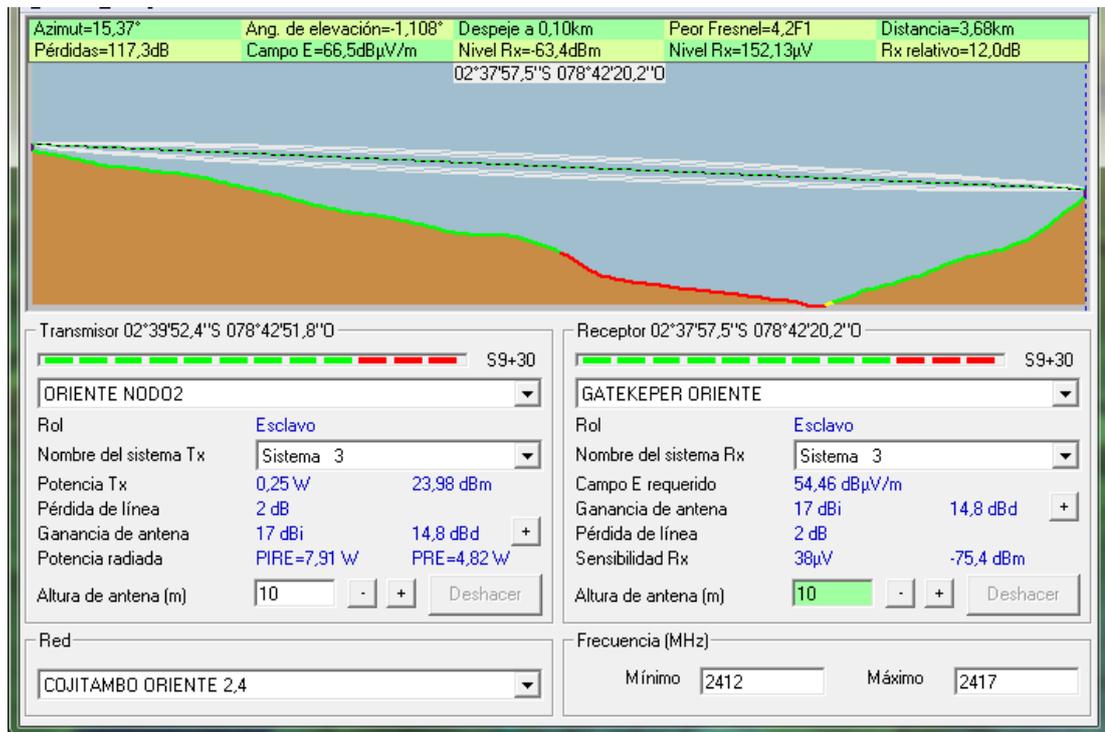
En la **Figura 3.18** se puede confirmar que el enlace es posible, además no existe ningún obstáculo entre estos dos puntos, se supera el 100% de las Zonas de Fresnel, sin embargo por cuestiones de seguridad se añadirá mástiles de 3 metros a cada poste para ganar altura de los equipos.

## NODO 3 2,4 GHz Y GATEKEEPER ZONA ORIENTAL

Coordenadas

755108,227

9708774,860



**Figura 3.19** Simulación del enlace entre NODO 2 y el Gatekeeper Oriente.

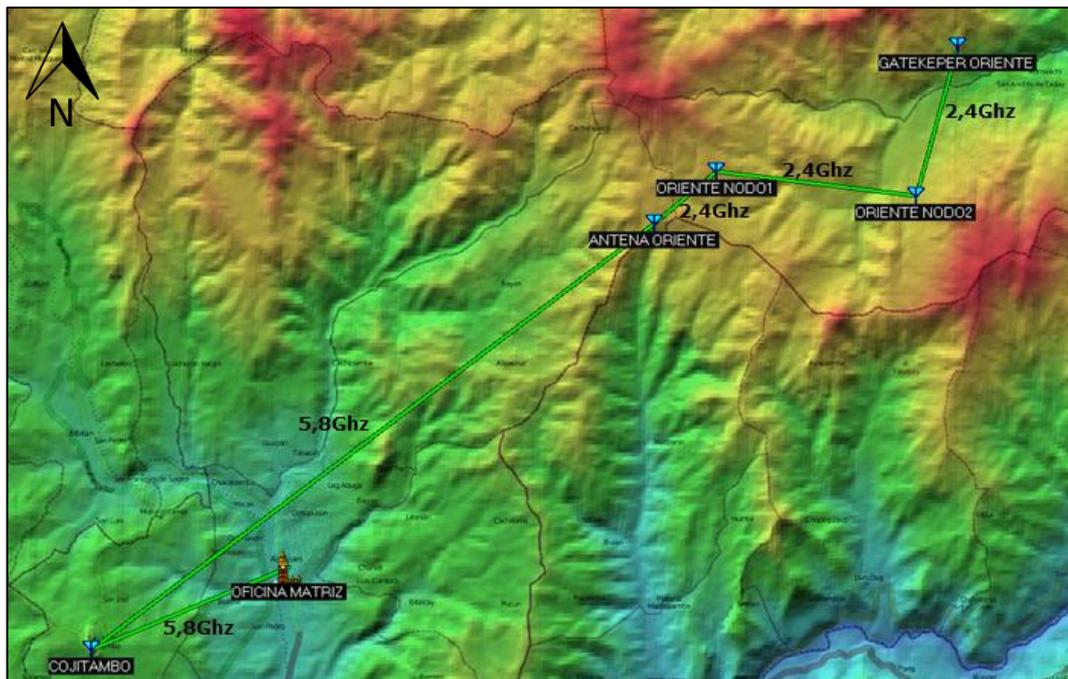
En la **Figura3.19** se puede confirmar que el enlace es posible, además no existe ningún obstáculo entre estos dos puntos, se supera el 100% de las Zonas de Fresnel, sin embargo por cuestiones de seguridad se añadirá mástiles de 3 metros a cada poste para ganar altura de los equipos.

Para toda esta infraestructura de comunicaciones se requerirán los equipos que se detallan en la **Tabla 3.11**.

Ítem	Tipo de Enlace	Cantidad (Equipos)	Precio Unitario	TOTAL
1	Enlace Punto-Punto, 5,8 GHz, 30dbi-directiva-Dish (Cojitambo - Oriente)	2	\$ 500,00	\$ 1.000,00
2	Enlace Punto-Punto, 2,4 GHz, 17dbi-directiva-Dish (Zona Oriental)	6	\$ 250,00	\$ 1.500,00
3	UPS On-line Doble conversión 600W	5	\$ 300,00	\$ 1500,00
4	Switch de 8 puertos	1	\$ 40,00	\$ 40,00
5	Cable FTP Cat. 6	40	\$ 1,60	\$ 64,00
6	Conectores RJ45	20	\$ 0,35	\$ 7,00
7	Mástil 2" de 3m con abrazaderas	13	\$ 40,00	\$ 520,00
8	Caja estanca para poste 50x35x20cm	1	\$ 120,00	\$ 120,00
9	Amarras plásticas de 15cm	100	\$ 0,15	\$ 15,00
10	Cinta aislante, auto fundente, varios	1	\$ 10,00	\$ 10,00
11	CONTINGENCIA radio-enlace 5,8 GHz	1	\$ 500,00	\$ 500,00
12	CONTINGENCIA radio-enlace 2,4 GHz	2	\$ 300,00	\$ 600,00
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 5.876,00</b>

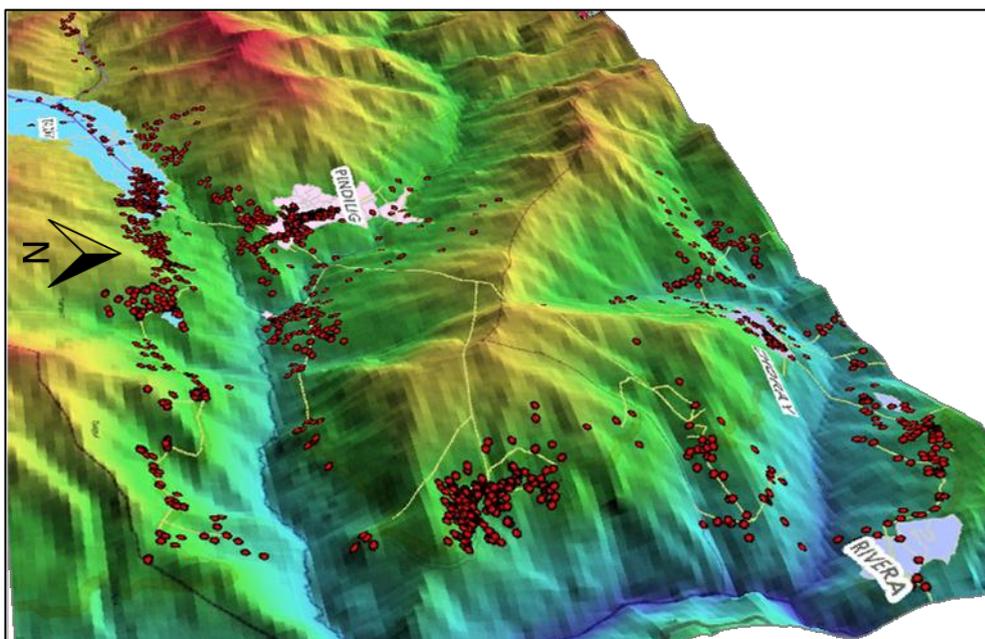
*Tabla 3.11. Equipos necesarios para el enlace entre Azogues y la Zona Oriental.*

Según los datos que se obtienen de la **Tabla 3.11** se observa que para la red de comunicaciones la Empresa invertirá **\$5876 USD** lo cual hace que sea la alternativa más óptima, ya que con la Alternativa 1 la Empresa gastaría \$17550 USD en el alquiler de la red, por lo que la Empresa optó por la segunda alternativa, en **la Figura 3.20** se puede observar la red planteada.



**Figura 3.20** Red de enlaces para la Zona Oriental

Una vez elegida la mejor opción para llegar a la zona oriental, se procedió a diseñar la red de telegestión en el área de estudio. Con ayuda del sistema GIS se buscó las zonas donde se encuentra concentrada la mayor parte de la población, luego de ello con ayuda de Radio Mobile se encontró el perfil geográfico de la zona en estudio y se procedió a unir los datos obtenidos para tener una idea clara de la problemática de la zona, **Figura 3.21**.



**Figura 3.21** Situación geográfica y poblacional de la Zona Oriental.

En la **Figura 3.21** se puede observar claramente que las parroquias de Taday y Pindilig se encuentran una al frente de otra, por lo que dar cobertura a estas dos zonas no es un problema, las zonas críticas llegan a ser las zonas de Shall, Zhoray y Rivera ya que estas zonas se encuentran al otro lado de una montaña con una altitud aproximada de 3500 m.s.n.m., por lo que para llegar a estas zonas se procedió a rodear esta montaña por medio de repetidores, pasando por Shall, luego a Rivera, y finalmente a Zhoray.

Cabe recalcar que cada uno de los repetidores planteados serán colocados en posterioridad en una propiedad existente de la Empresa, por lo que no hay que gastar en infraestructura a excepción de los repetidores 6 y 7 donde se tiene que colocar dos postes en las zonas de Shall, en este sector existe postes, pero en las partes bajas de las montañas en ambos casos, por lo que al colocar los repetidores en estos puntos se pierde línea de vista entre los repetidores, lo cual hace necesario colocar postes en las partes altas de las 2 montañas, como se observa en la **Figura 3.22**

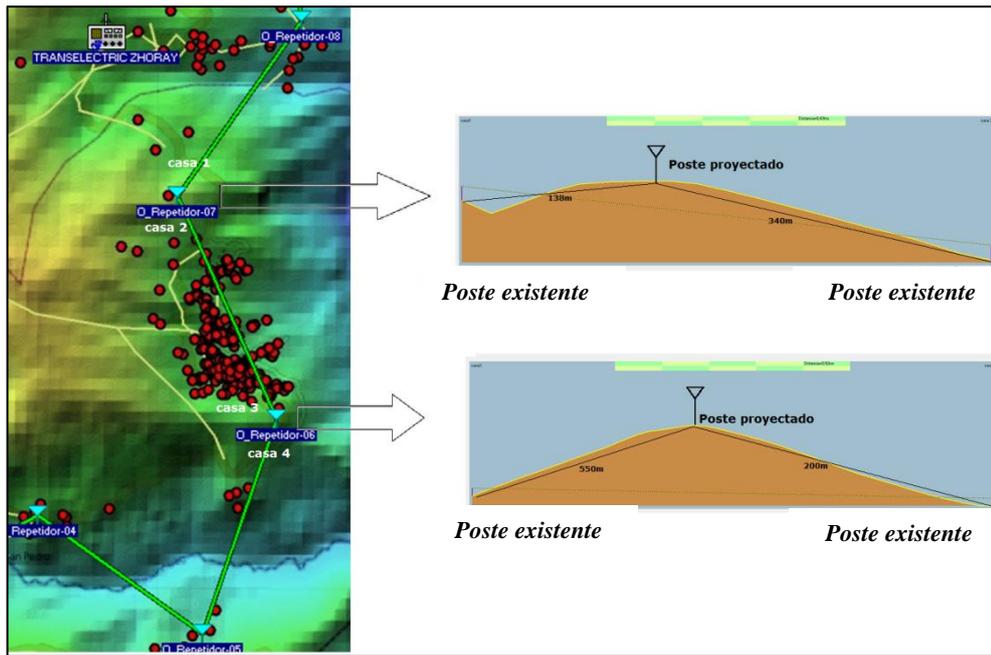


Figura 3.22 Perfiles de la zona a colocar los postes en el sector de Shall.

El diseño total de la red para el sector oriental se puede observar en la **Figura 3.23**

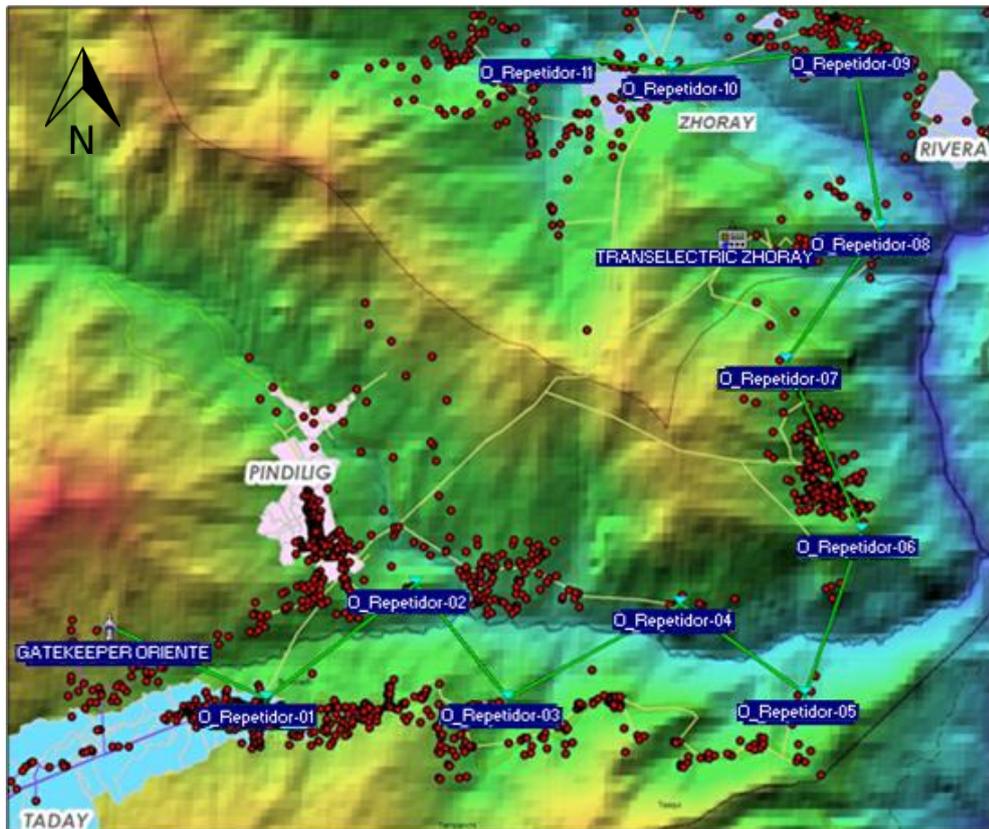


Figura 3.23. Distribución de los repetidores para dar cobertura a la Zona Oriental.

La ubicación de los equipos se indica en la **Tabla 3.12**.

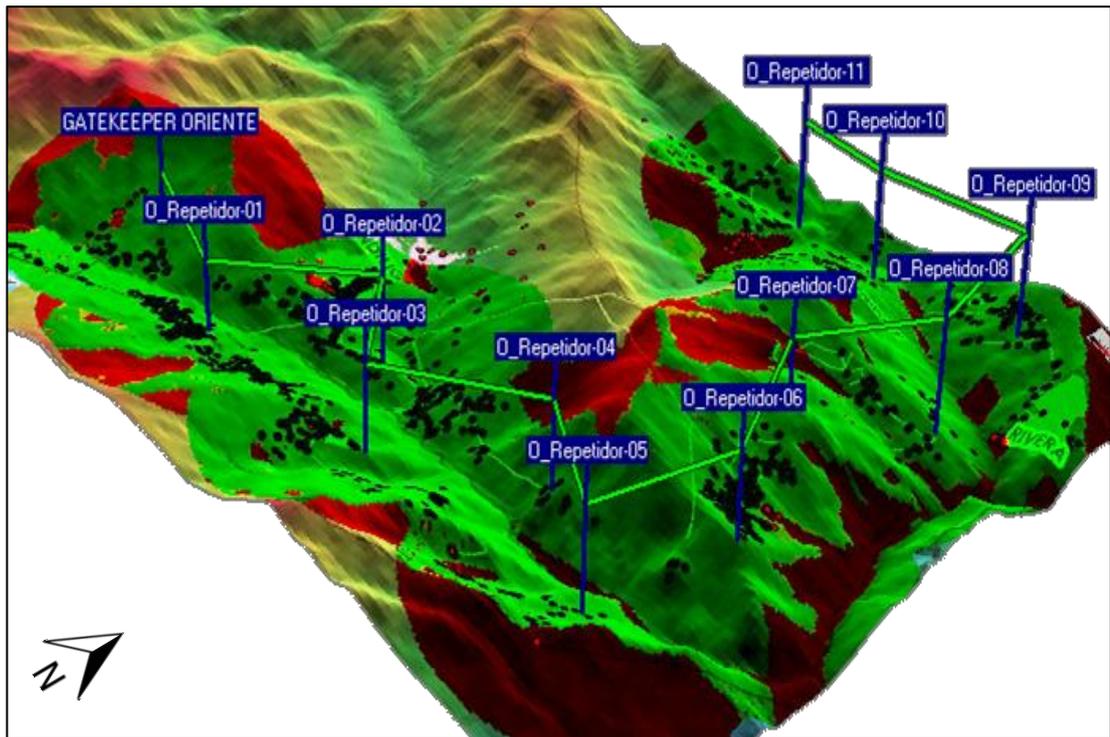
EQUIPO	COORDENADAS UTM		REFERENCIA
<b>Gatekeeper</b>	755108,227	9708774,860	
<b>1</b>	756822,176	9707981,679	Junto al medidor 101947 del Sr. Jacinto Urgiles
<b>2</b>	758476,482	9709241,262	Junto al medidor 107847 del Sr. Sucuzhañay
<b>3</b>	759489,082	9707982,72	Junto al medidor 10466 del Sr. Sinchi Segundo Manuel
<b>4</b>	761395,853	9709024,882	Junto al medidor 121738
<b>5</b>	762778,939	9708025,893	Junto al medidor 125329 del Sr. Zambrano Calle José
<b>6</b>	763401,962	9709820,929	Cerca del medidor 119428 del Sr. Guarquila Saldaña Manuel Gavino. (Se necesita plantar poste)
<b>7</b>	762576,913	9711697,058	Cerca del medidor 123512 del Sr. Pineda Saldaña Blanca Liduvina. (Se necesita plantar poste)
<b>8</b>	763.599,489	9.713.162,393	Junto al medidor con 113975
<b>9</b>	763312,72	9715138,173	
<b>10</b>	761313,869	9714922,594	Junto al medidor con código 102082
<b>11</b>	759997,9	9715073	Junto al medidor con código 105880

*Tabla 3.12. Coordenadas de los equipos en la Zona Oriental.*

Para realizar la simulación del sistema, hay que considerar que los equipos EnergyAxis (repetidores y gatekeepers) aseguran una zona radial de cobertura de 2 a 4 Km. Sin embargo, la topología del terreno es un factor determinante, por lo que se diseñará la red con una distancia 2 Km de separación entre equipos.

Por otro parte, el sector se encuentra a una distancia considerable de la ciudad de Azogues, por lo que es necesario asegurar el funcionamiento de la red en un 100%, es importante recordar que para formar la red Mesh los medidores se enlazan a una distancia de 200 m por lo tanto la zona de cobertura podría verse extendida aún más dependiendo de la distribución de los medidores, pero en el diseño no se consideró esta característica,

En la **Figura 3.24** se puede apreciar que con **un gatekeeper y 11 repetidores**, se cubre la zona oriental casi en su totalidad, por otra parte también se puede apreciar que los equipos tienen línea de vista entre ellos a pesar de que no lo necesitan, de esta forma se asegura la robustez de la red.



**Figura 3.24** Área de cobertura para el sistema de telegestión en la Zona Oriental.

### 3.3.5 Diseño de la red para la ZONA AZOGUES

En este caso la situación es totalmente diferente debido a que estos usuarios se encuentran distribuidos en su mayoría en la ciudades de Azogues, Déleg y sus alrededores, adicional a esto cabe destacar que la Empresa posee una red de comunicaciones en este sector, por lo que se tiene más alternativas para la comunicación de los equipos.

Debido a que los usuarios no se encuentran muy distantes de la oficina central de la Empresa, cualquier falla en una parte de la red o en un solo usuario, para la Empresa es más fácil revisar esta falla de manera manual, situación que no se da en la zona oriental donde la revisión manual es el último recurso.

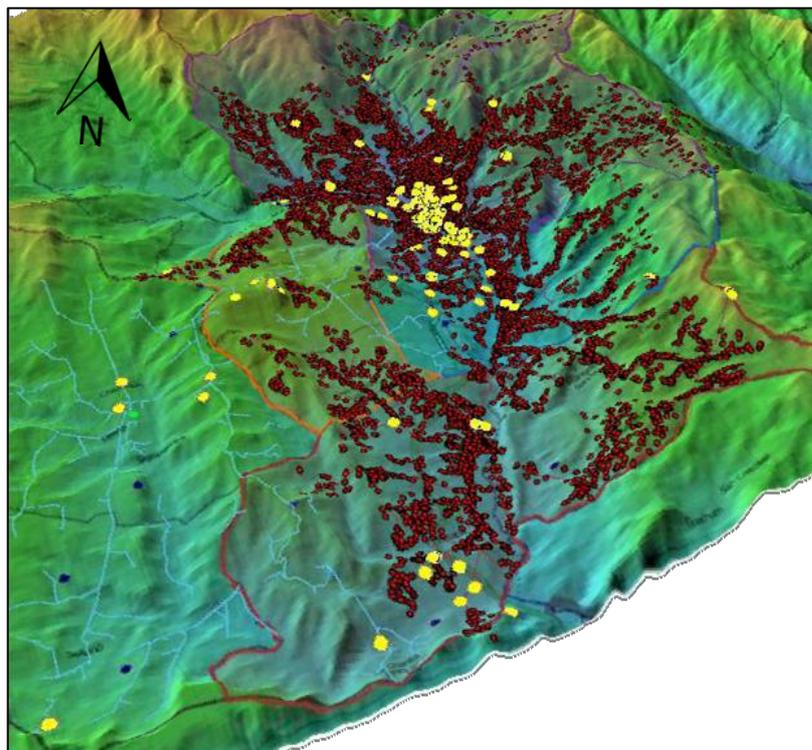
En lo que respecta a la ciudad de Azogues y sus parroquias, a excepción de Zona Oriental, se tiene alrededor de 26082 usuarios entre residenciales y comerciales, y 394 usuarios industriales, por lo tanto, para una tasa de crecimiento del 3,2% anual, se espera que dentro de 15 años la Empresa tenga alrededor de 41835 usuarios entre residenciales y comerciales, y 632 industriales, lo que implica que, para cubrir esta demanda se necesitará 24 gatekeepers.

Sin embargo para el plan piloto únicamente se comprarán 171 medidores especiales que abarcan a consumidores industriales y comerciales, los cuales se encuentran dispersos a lo largo de toda el área de concesión, adicional a ello se hará la compra de 166 medidores residenciales que se ubicarán en los sectores de Charasol y Uchupucun donde actualmente existen medidores electromecánicos que ya han cumplido su vida útil.

Con ayuda del sistema GIS se buscó las zonas donde se encuentra concentrada la mayor parte de la población, luego, con ayuda de Radio Mobile se encontró el perfil geográfico de la zona de estudio, posteriormente se procedió a integrar los datos obtenidos y de esta forma tener una idea clara de la problemática de la zona.

La distribución de los usuarios dentro de la ciudad de Azogues y sus alrededores se muestra en la **Figura 3.25**, los consumidores especiales están representados en color amarillo mientras que los consumidores masivos, están en color rojo.

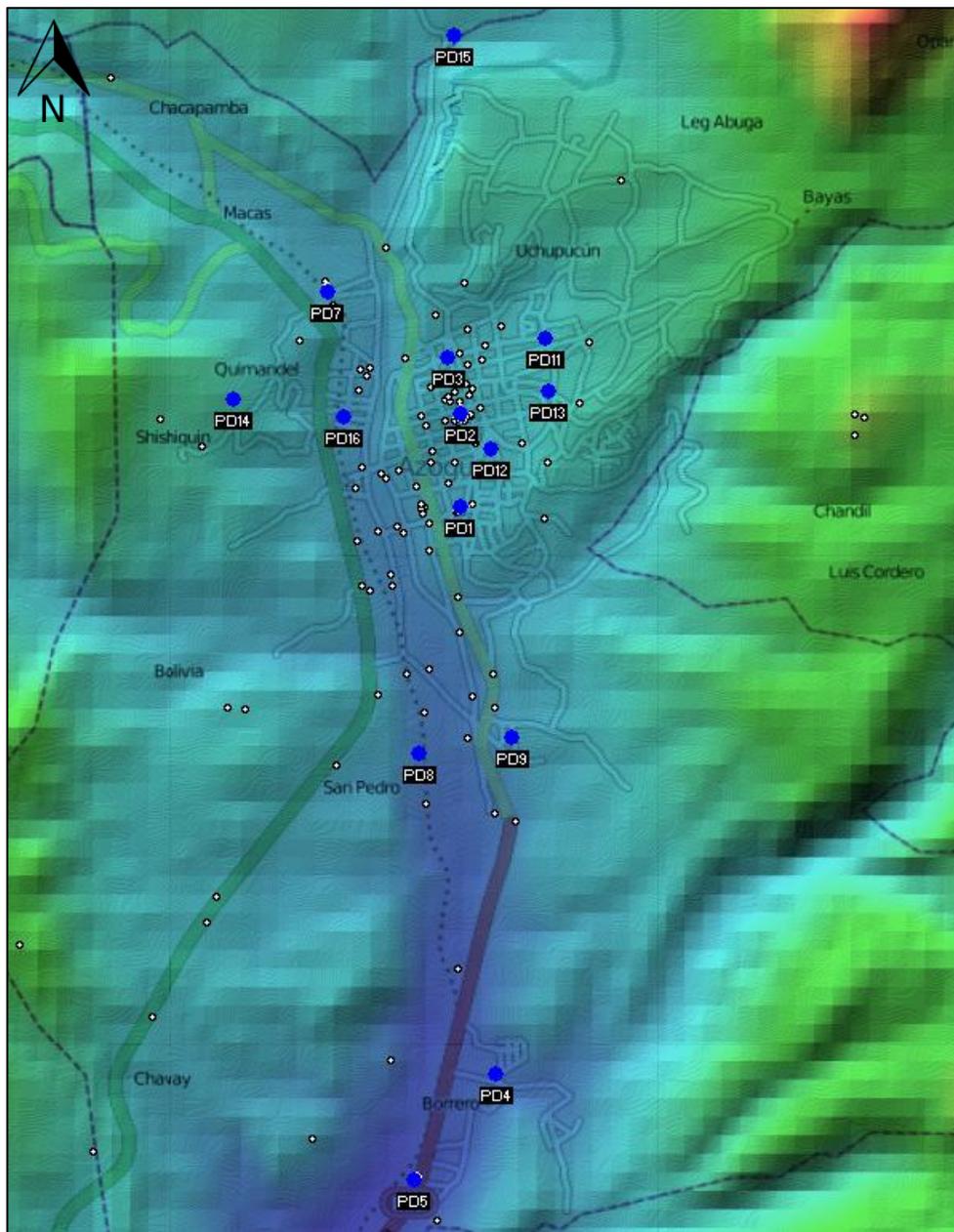
Se puede apreciar que los usuarios especiales están dispersos a lo largo de todo el sector, por lo que el hecho de tener conectividad con estos usuarios implica que las zonas de cobertura estén disponibles para clientes masivos futuros.



**Figura 3.25.** *Distribución de los consumidores especiales.*

## SECTOR AZOGUES

En el centro de la ciudad de Azogues se encuentran ubicados 92 de los 171 consumidores especiales adicional a esto, en el sector de Uchupucun se instalarán 126 medidores residenciales, por lo que es necesario encontrar un punto donde exista un nodo de acceso propiedad de la Empresa, **Figura 3.26**, adicionalmente el punto debe ser el más óptimo para cubrir la mayor parte de los usuarios ubicados en el centro de la urbe.



**Figura 3.26.** *Nodos de acceso de la Empresa Eléctrica Azogues.*



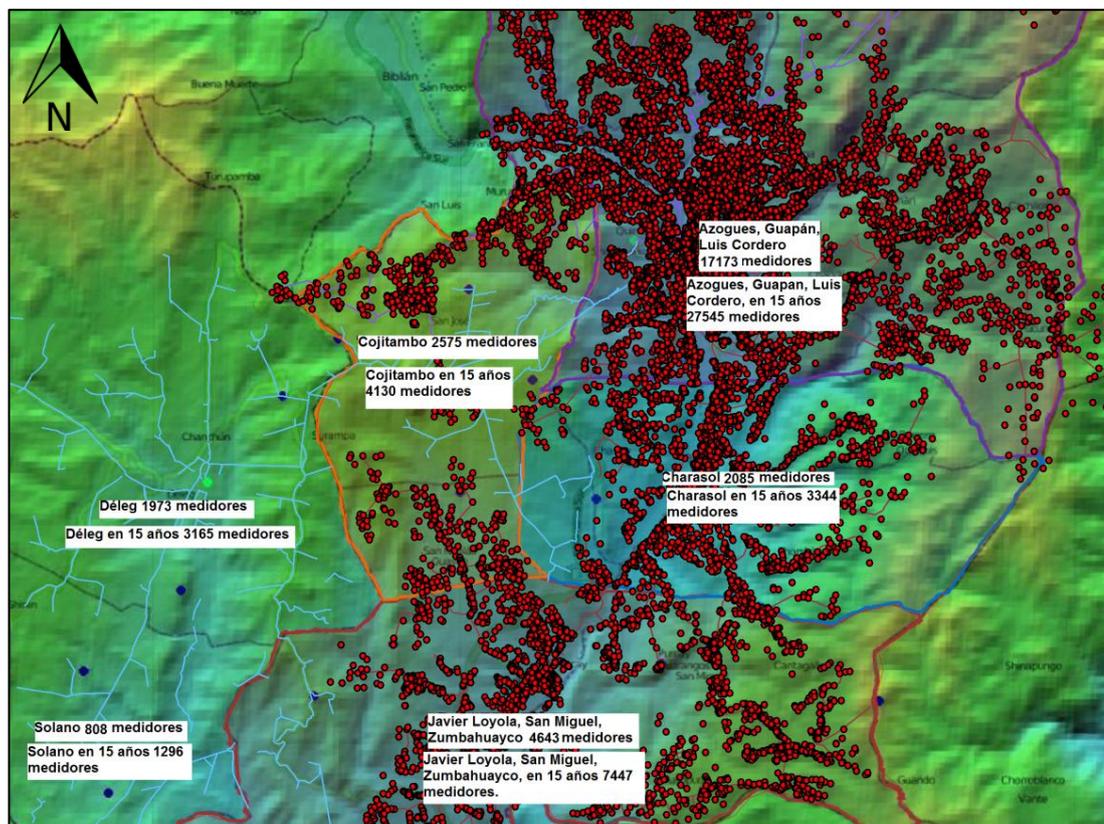
Al colocar el gatekeeper en este punto se logra cubrir gran parte de los consumidores especiales que están dentro del plan piloto en la zona central, como se aprecia en la **Figura 3.28**.

Para lograr conectividad con los usuarios que no están cubiertos por el gatekeeper, se proyectan seis repetidores, sin embargo el problema sería suplir toda la carga de datos que existiría dentro de 15 años, según las **Tablas 3.13**, y **3.14**, se calcula que haría falta alrededor de 13 gatekeepers para suplir alrededor de 21591 medidores que están distribuidos en los sectores de Aurelio Bayas, Azogues Centro, San Francisco, y Luis Cordero, pero esto no llega a ser un problema en este sector debido a que justamente se tienen varios nodos de red tendidos con fibra óptica, lo que permite que la red EnergyAxis pueda crecer conforme crezca la demanda de la zona.



**Figura 3.28.** *Diseño de la red de Zhizhiquin así como su respectiva área de cobertura.*

En la **Figura 3.29** se muestra la distribución de medidores a lo largo de la zona de estudio, mientras que en las **Tablas 3.13**, y **3.14**, se detallan la distribución de la población actual y la proyectada dentro de 15 años.



**Figura 3.29.** Distribución de la población en el área de concesión.

	RESIDENCIAL-COMERCIAL	INDUSTRIALES	TOTAL ACTUAL
<b>Sector Azogues</b>			
Aurelio Bayas	2906	33	2939
Azogues	8263	177	8440
San Francisco	203	4	207
Luis Cordero	1853	22	1875
<b>Total</b>	<b>13225</b>	<b>236</b>	<b>13461</b>
<b>Sector Guapán</b>			
Sageo	118	5	123
Guapán	3552	37	3589
<b>Total</b>	<b>3670</b>	<b>42</b>	<b>3712</b>
<b>Sector Javier Loyola</b>			
Javier Loyola	2767	41	2808
San Miguel	1817	18	1835
<b>Total</b>	<b>4584</b>	<b>59</b>	<b>4643</b>
<b>Sector Charasol</b>			
Borrero	2049	36	2085
<b>Sector Cojitambo</b>			
Cojitambo	2554	21	2575

**Tabla 3.13.** Número de medidores existentes en el área de estudio.

15 AÑOS	RESIDENCIAL-COMERCIAL	INDUSTRIALES	TOTAL
<b>Sector Azogues</b>			
<b>Aurelio Bayas</b>	4661	53	4714
<b>Azogues</b>	13254	284	13537
<b>San Francisco</b>	326	6	332
<b>Luis Cordero</b>	2972	35	3007
<b>Total</b>	<b>21212</b>	<b>379</b>	<b>21591</b>
<b>Sector Guapán</b>			
<b>Sageo</b>	189	8	197
<b>Guapán</b>	5697	59	5757
<b>Total</b>	<b>5887</b>	<b>67</b>	<b>5954</b>
<b>Sector Javier Loyola</b>			
<b>Javier Loyola</b>	4438	66	4504
<b>San Miguel</b>	2914	29	2943
<b>Total</b>	<b>7353</b>	<b>95</b>	<b>7447</b>
<b>Sector Charasol</b>			
<b>Borrero</b>	3287	58	<b>3344</b>
<b>Sector Cojitambo</b>			
<b>Cojitambo</b>	4097	34	<b>4130</b>

*Tabla 3.14. Número de medidores en el área de estudio con su proyección a 15 años.*

Los datos de la **Tabla 3.14** sirven para proyectar los respectivos gatekeepers con la finalidad de suplir la demanda de cada sector, sin embargo en el diseño únicamente se ubican los gatekeepers y repetidores que sean necesarios para implementar el plan piloto, la fórmula de proyección usada en la **Tabla 3.14** es:

$$\text{Demanda en } t \text{ años} = \text{Demanda actual}(1 + \text{índice de crecimiento})^t \text{ años}$$

$$\text{índice de crecimiento} = 3,2\%^{15}$$

$$\text{Demanda en 15 años} = \text{Demanda actual}(1 + 3,2\%)^{15 \text{ años}}$$

En la **Tabla 3.15** se detalla la ubicación de cada uno de los elementos de la red, así como su lugar o sector de referencia.

<sup>15</sup> Dato proporcionado por la Jefatura de Planificación de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. 10/02/2012

COORDENADAS	EQUIPOS ZHIZHIQUIN	REFERENCIA
738288,1208 9695336,0005	Repetidor # 1	Cerca del medidor a nombre de la Sra. Andrade Bonete Rosa Carmela ubicada en la calle Virgenpamba sector Bellavista
739824 9697394	Repetidor # 2	Ubicado en el mismo lugar donde se encuentra el punto de acceso número 10 en el sector Santa Bárbara.
741339,5940 9696922,0115	Repetidor # 3	En el cerro de Guazhun junto a las antenas de CONECEL S.A.
742605,5384 9698492,2956	Repetidor # 4	Junto al medidor del Sr. Pérez Vázquez Segundo Humberto, sector Leonan
742114,3665 9699992,1277	Repetidor # 5	Cerca del medidor de la Sra. Sigüencia Abad Julia Sara. Sector Juguil
743751,6645 9701009,0110	Repetidor # 6	Junto al medidor de la Sra. Sucuzhanay Sucuzhanay María Adelaida, sector Llaucay
738257 9697089	Gatekeeper	Lugar donde se encuentra el nodo de acceso en la Subestación 1.

*Tabla 3.15. Ubicación de los Elementos de la red para el sector Azogues.*

## SECTOR JAVIER LOYOLA

En el sector de Javier Loyola existen algunos medidores especiales a los cuales se pretende llegar, sin embargo, en este sector la Empresa no cuenta con ningún sistema de comunicación, por lo que es necesario diseñar este sistema mediante enlaces de radio debido a que este es más económico que hacerlo con fibra óptica.

Debido a que la Empresa tiene su torre en Cojitambo se usará dicho punto para hacer el enlace punto-multipunto en una banda no licenciada de 5,8 GHz con una antena de 30dBi-Dish, se propone un enlace punto-multipunto para que en el futuro se pueda colocar los gatekeepers que el sector necesite a medida que crezca la demanda, inspeccionando el sector se encontró un punto donde se colocará un equipo suscriptor para la transmisión de datos.

### ACCESS POINT A 5,8 GHz (COJITAMBO)

Coordenadas 734808  
9694582

### SUSCRITOR 1

Coordenadas 735610  
9688898,0269

Junto al medidor del cliente: Romero Cabrera Milton Eduardo

El croquis para una mejor ubicación se puede observar en la **Figura3.30**.



Figura 3.30. Croquis de referencia donde se ubicará el gatekeeper

En la **Figura 3.31** se puede observar que el cerro Cojitambo es un punto estratégico que tiene línea de vista con muchos de los sectores de la ciudad y sus alrededores; las áreas marcadas en color verde representan las zonas que tiene línea de vista con dicho cerro, mientras que las zonas que no tienen línea de vista, están representadas por áreas marcadas en color rojo.

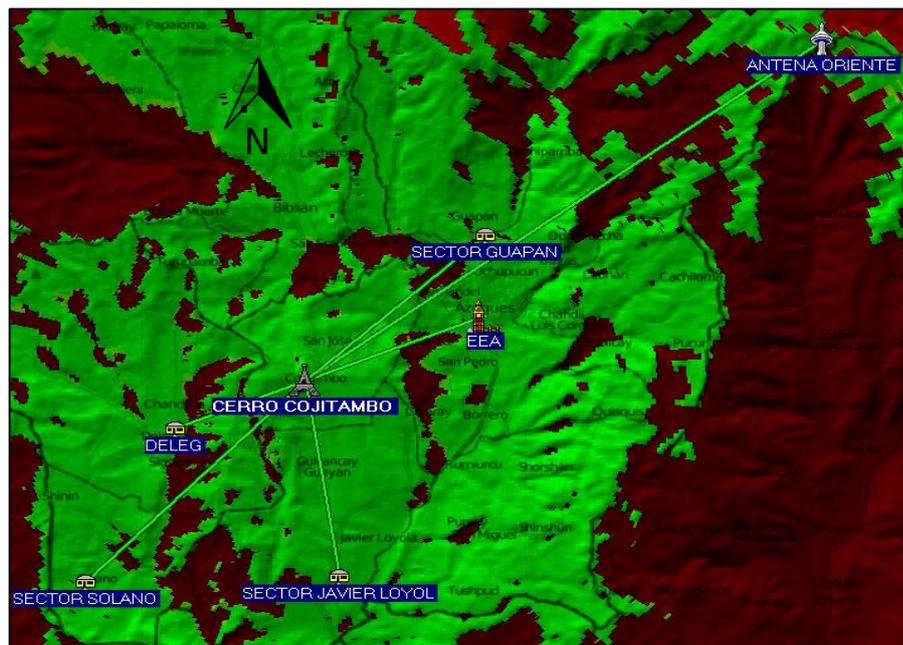
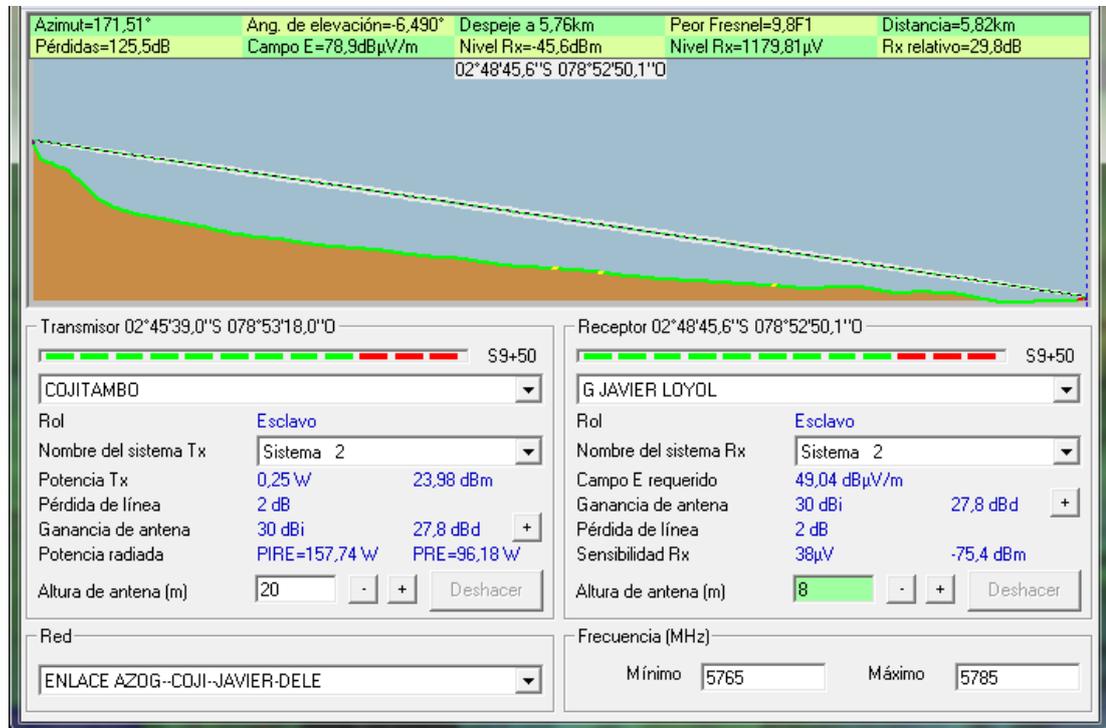


Figura 3.31. Sectores que tienen línea de vista con el cerro Cojitambo.

En la **Figura 3.32** se puede observar el perfil del enlace así como su zonas de Fresnel, se puede ver claramente que no existe interrupción alguna permitiendo que pase el 100% de las zonas de Fresnel asegurando así un buen enlace.



**Figura 3.32.** Simulación del enlace Cerro Cojitambo- Gatekeeper Javier Loyola.

Una vez que se tiene la manera de transmitir los datos colectados por el gatekeeper, se procede a dar cobertura a los usuarios especiales ubicados en el sector y que están dentro del plan piloto.

En la **Figura 3.33** se muestra la red diseñada para este sector en particular, se puede apreciar que se está dando servicio a la mayoría de los usuarios, sin embargo según los datos de las **Tablas 3.13** y **3.14**, dentro de 15 años se tiene que suplir una carga aproximada de 7448 medidores por lo que haría falta alrededor de 4 gatekeepers, esto implica que el enlace por lo menos debe estar en capacidad de transmitir 2 Mbps en el caso de que los 4 gatekeepers envíen los datos al mismo tiempo, por último en la **Tabla 3.16** se detalla las ubicaciones de cada uno de los equipos de la red así como su referencia.

La red de la **Figura 3.33** está diseñada de tal manera que en caso de requerir nuevos gatekeepers únicamente será necesario remplazar un repetidor por un gatekeeper y

añadir un suscriptor al Access Point ya que todos los repetidores tienen línea de vista con el cerro de Cojitambo.

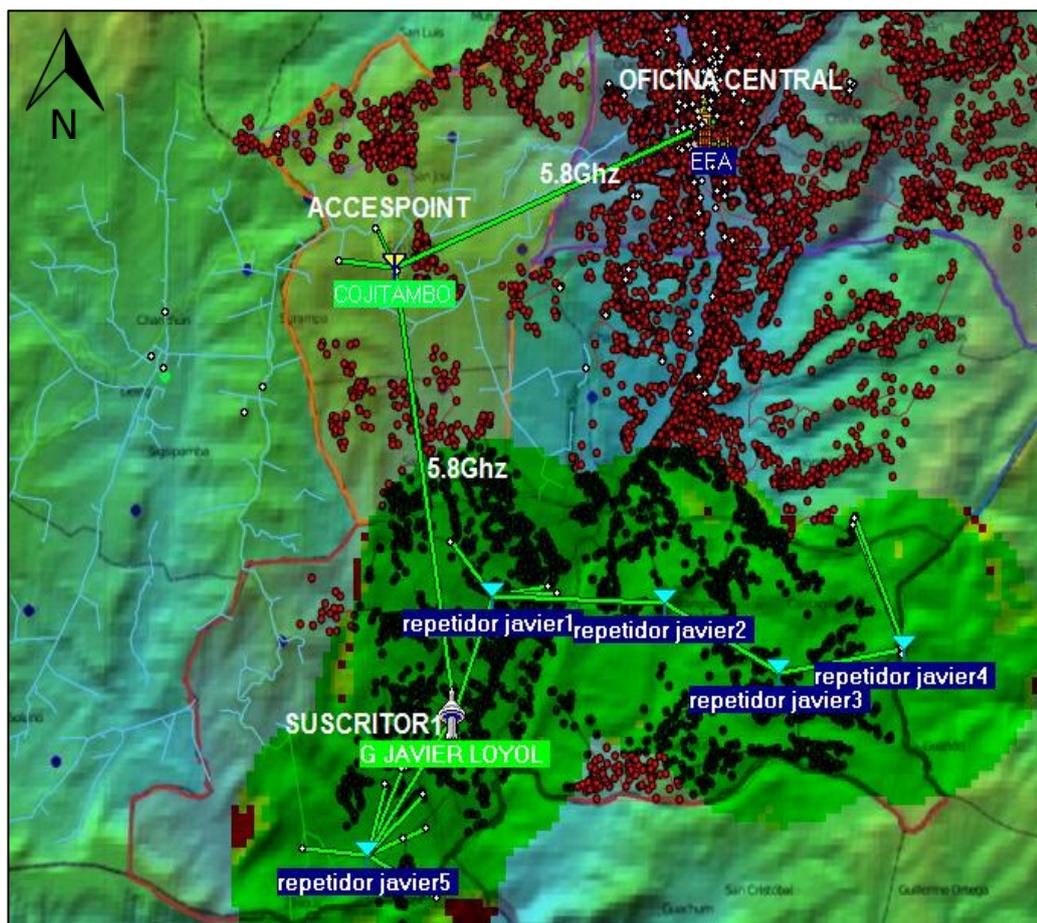


Figura 3.33 Diseño de la red Javier Loyola así como su respectiva área de cobertura.

En la **Tabla 3.16** se detalla la ubicación de cada uno de los elementos de la red, así como su lugar o sector de referencia.

COORDENADAS	EQUIPOS JAVIER LOYOLA	REFERENCIA
736169,2477 9690413,3101	Repetidor # 1	Junto al medidor de la Sra. Cordero Ordoñez Rosa Laura, ubicada en el sector de Pampa Vintimilla.
738639,8412 9690337,8496	Repetidor # 2	A 60 metros del medidor del Sr. Quintuña Fernando Abel, en el sector de Guarangos.
740313,1801 9689418,4171	Repetidor # 3	A 60 metros del medidor de la Sra. Simbaña Siguencia María Blanca en el sector de Jatumpamba.
742128,0094 9689729,0047	Repetidor # 4	Ubicado en la torre de la CNT E.P. en el sector de Amapungo.
734345,4291 9687090,1809	Repetidor # 5	Junto al medidor del Sr. Calle Andrade Edison Ramiro, en el sector de Zumbahuayco.
735610,0086 9688898,0269	Gatekeeper	Cerca del medidor del Sr. Cullquicondor Miguel.

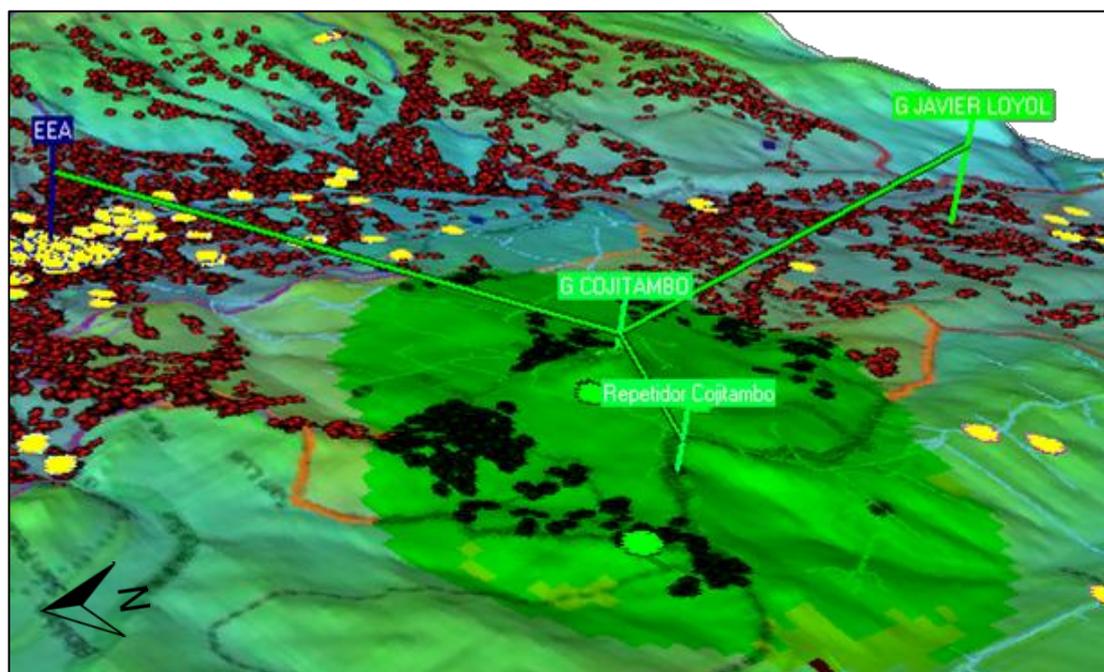
Tabla 3.16. Ubicación de los Elementos de la red para sector de Javier Loyola.

## SECTOR COJITAMBO

En el sector de Cojitambo se tiene algunos medidores especiales a los cuales se pretende llegar, sin embargo, en este sector la Empresa no cuenta con ningún sistema de comunicación por fibra.

Debido a que la Empresa tiene su torre en Cojitambo se usara dicho punto para hacer el enlace punto-multipunto en una banda no licenciada de 5,8 GHz con una antena de 17 dBi-directiva-Dish, se propone el enlace punto-multipunto para que en el futuro se pueda colocar los gatekeepers que el sector necesite a medida que crezca la demanda.

Según las **Tablas 3.13** y **3.14**, se puede apreciar que dentro de 15 años la zona tendrá alrededor de 4130 medidores, lo que implica que se necesitarán por lo menos 2 gatekeepers, sin embargo para el plan piloto únicamente se colocará un solo gatekeeper, este equipo estará ubicado en la misma torre propiedad de la Empresa debido a que la torre está ubicada en la parte más alta y tiene 35 metros de altura, en la **Figura 3.34** se puede apreciar la red diseñada.



**Figura 3.34.** *Diseño de la red de Cojitambo así como su respectiva área de cobertura.*

En la **Tabla 3.17** se detalla la ubicación de cada uno de los elementos de la red, así como su lugar o sector de referencia.

COORDENADAS	DETALLE	REFERENCIA
734808 9694582	Gatekeeper Cojitambo	Torre propiedad de la Empresa Eléctrica Azogues guardado en Cojitambo.
733528.9641 9695520.5839	Repetidor Cojitambo	A 60 metros del medidor de propiedad del Sr. Reinoso Correa Víctor Abraham sector de Pizhumaza.

*Tabla 3.17. Ubicación de los Elementos de la red para sector de Cojitambo*

## SECTOR GUAPÁN Y SAGEO

En el sector de Guapán y Sageo la Empresa tiene algunos medidores especiales, a los cuales pretende llegar, esto no representa mayores inconvenientes, debido a que en esta zona la Empresa cuenta con un nodo de acceso ubicado en el sector de Tabacay, lo que permite que se pueda ubicar el gatekeeper en este punto.

Por otra parte, conforme crezca la demanda, se requerirá colocar más gatekeepers, por lo que hacer tendido de fibra óptica en esta zona no es muy viable debido a que los costos son muy elevados, sin embargo, aprovechando que la zona tiene línea de vista con el cerro Cojitambo, se propone un enlace punto-multipunto a 5,8GHz con una antena de 30dBi-directiva-Dish, lo que implica que únicamente será necesario colocar el nuevo gatekeeper con su respectivo equipo suscriptor en cualquiera de los puntos donde están los repetidores, debido que la red no solo está diseñada para cumplir los parámetros técnicos del sistema EnergyAxis si no que adicional a ello se consideró que cada uno de los puntos donde se encuentran los repetidores tengan línea de vista con el cerro Cojitambo.

Según las **Tablas 3.13** y **3.14**, se puede apreciar que dentro de 15 años la zona tendrá alrededor de 5954 medidores, lo que implica que se necesitarán 3 gatekeepers, sin embargo para el plan piloto únicamente se colocara un solo gatekeeper, este equipo estará ubicado en las Bodegas de la Empresa, en el sector de Tabacay, en la **Figura 3.35** se puede apreciar la red diseñada. En la **Tabla 3.18** se detalla la ubicación de cada uno de los elementos de la red, así como su lugar o sector de referencia.

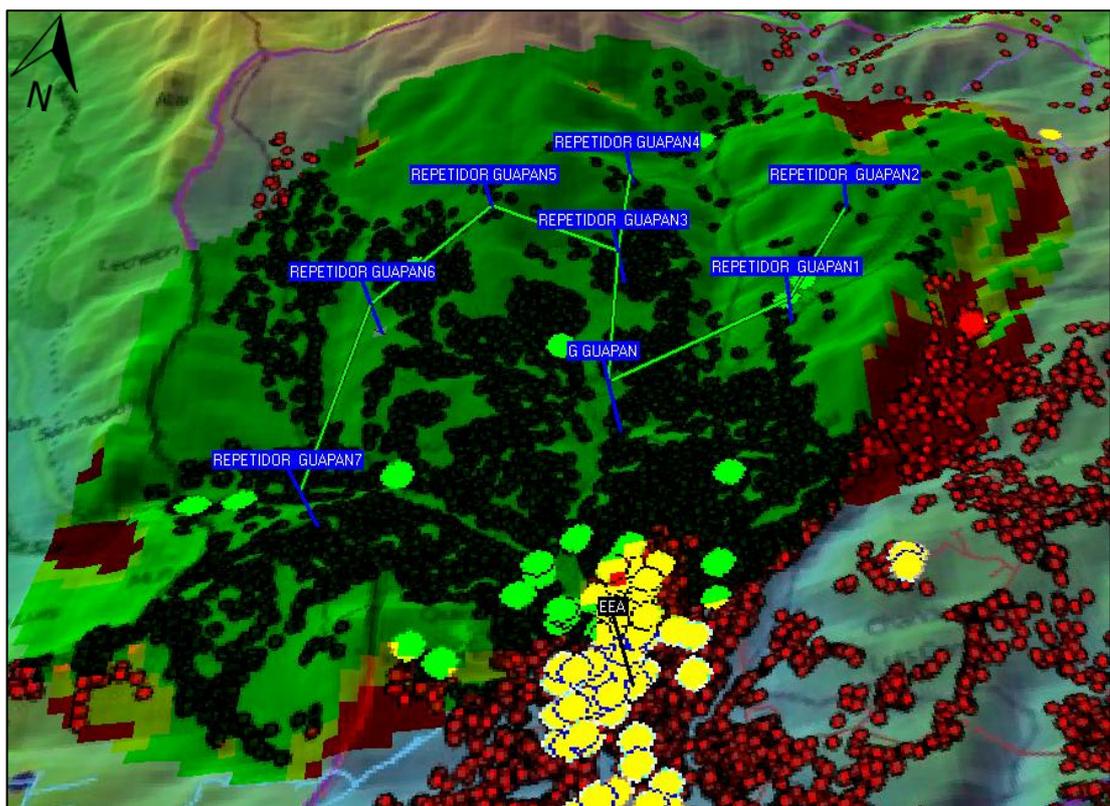


Figura 3.35. Diseño de la red de Guapán así como su respectiva área de cobertura.

COORDENADAS	EQUIPOS GUAPÁN	REFERENCIA
740855.8857 699620.7470	Repetidor # 1	Junto al medidor del Sr. Tamay Tamay José Ignacio, por el sector de Leg Abuga
741497.9129 9700748.6162	Repetidor # 2	Junto al medidor del Sr. Ortiz Urgiles Claudio Vicente, Sector de Nazaray.
739483.2044 9700481.1682	Repetidor # 3	Cerca del medidor del Sr. Buestan Acero Luis Francisco, en el sector de Cachipamba.
739627.2884 9701575.5111	Repetidor # 4	A 70m del medidor del Sr. Sucuzhañay Minchala José Vicente, sector Cachipamba.
738387.3464 9701309.6074	Repetidor # 5	Junto al medidor de la Sra. González Calle Teresa de Jesús, sector de Guapán Quinua.
737637.7707 9700179.9968	Repetidor # 6	Junto al medidor de la Sra. Pinos Peñafiel María, en el sector de Gullapamba
737155.2562 9698178.5569	Repetidor # 7	Junto al medidor del Sr. Vázquez Matute Manuel, en el sector de Llimpi.
739372 9698900	Gatekeeper	Ubicado en las Bodegas de Tabacay de la Empresa Eléctrica Azogues

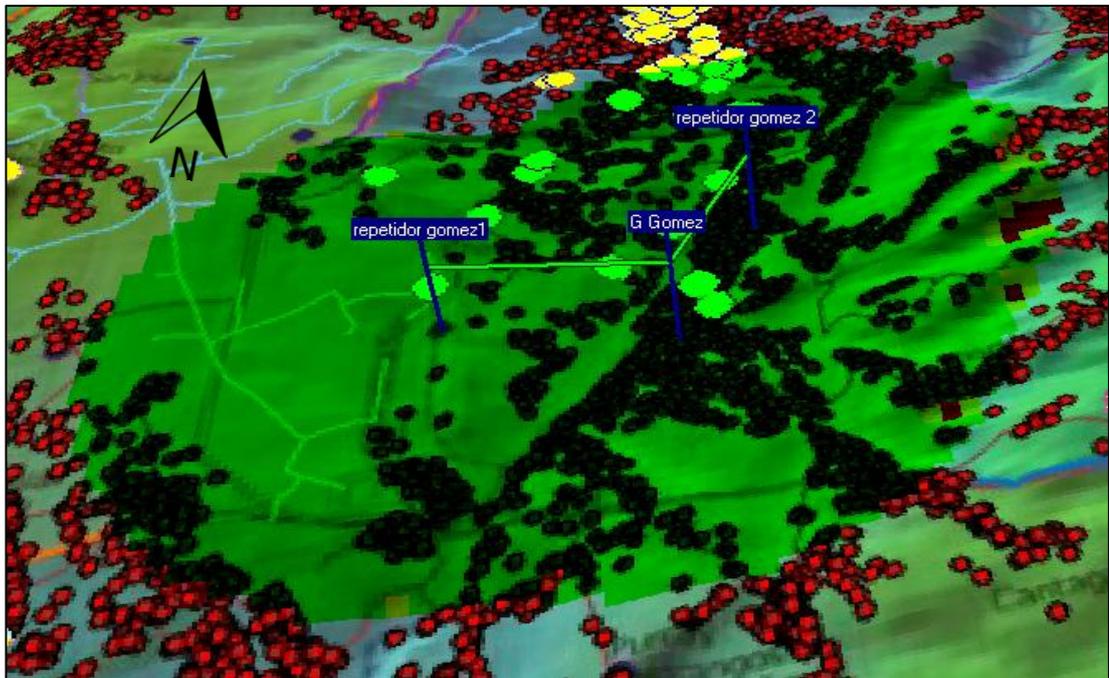
Tabla 3.18. Ubicación de los Elementos de la red para sector de Guapán y Sageo.

## SECTOR CHARASOL

En el sector de Charasol la Empresa tiene algunos medidores especiales, sin embargo como parte del plan piloto en este sector también se colocarán 40 medidores residenciales, cubrir esta carga de medidores en este sector esto no es un problema, ya que en esta zona la Empresa cuenta con 3 nodos de acceso ubicados estratégicamente, lo que permite que la ubicación de los gatekeepers conforme crezca la demanda se lo pueda hacer sin gastos en infraestructura de comunicación.

Según las **Tablas 3.13** y **3.14**, se puede apreciar que dentro de 15 años la zona tendrá alrededor de 3344 medidores, lo que implica que se necesitarán 2 gatekeepers, sin embargo para el plan piloto únicamente se colocará un solo gatekeeper, este equipo estará ubicado en el mismo sitio donde actualmente se encuentra el DSLAM de la ciudadela Gómez, y cuando se necesite suplir la demanda se recomienda colocar el otro gatekeeper en el DSLAM del Banco de la Vivienda debido a que existe una compensación en las coberturas, en la **Figura 3.36** se puede apreciar la red diseñada.

En la **Tabla 3.19** se detalla la ubicación de cada uno de los elementos de la red, así como su lugar o sector de referencia.



**Figura 3.36.** *Diseño de la red de Charasol así como su respectiva área de cobertura.*

COORDENADA	EQUIPOS GÓMEZ	REFERENCIA
739041 9692770	Gatekeeper	Lugar donde se encuentra ubicado el Dslam de la ciudadela Gómez.
737672.7180 9692862.9766	Repetidor # 1	A 30 metros del medidor de la Sra. Livicura García Victoria Elena, en el sector de Bellavista.
739567.7665 9693730.3300	Repetidor # 2	Junto al medidor del Sr. Ramírez Villa Carlos, en el sector de Borrero Charasol.

*Tabla 3.19. Ubicación de los Elementos de la red para sector de Borrero Charasol.*

## SECTOR DÉLEG Y SOLANO

En el sector de Déleg y Solano la Empresa tiene algunos medidores especiales, como parte del plan piloto, colocar en este sector un gatekeeper no es un problema, ya que en esta zona la Empresa cuenta con un enlace de radio a 5,8 GHz desde las oficinas centrales hasta Cojitambo y de allí hacia el parque central de Déleg.

Según los datos de la Figura 3.26, se puede apreciar que dentro de 15 años la zona Déleg y Solano tendrá alrededor de 4461 medidores, lo que implica que se necesitarían 3 gatekeepers o 2 gatekeepers más un medidor A3 ALPHA con meter collector.

Para el plan piloto se instalará un gatekeeper, que estará ubicado en el mismo sitio donde actualmente se encuentra el enlace de datos, por último cuando se necesite suplir la demanda a 15 años se plantea un enlace punto-multipunto a 5,8 GHz con una antena directiva de 30 dBi Dish entre cualquiera de los puntos donde están los repetidores y el cerro Cojitambo, ya que la red está diseñada no solo para cumplir los parámetros técnicos del sistema EnergyAxis si no que adicionalmente se consideró que cada uno de los puntos donde se encuentran los repetidores posean línea de vista con Cojitambo, en la **Figura 3.37** se puede apreciar la red diseñada.

En la **Tabla 3.20** se detalla la ubicación de cada uno de los elementos de la red, así como su lugar o sector de referencia.

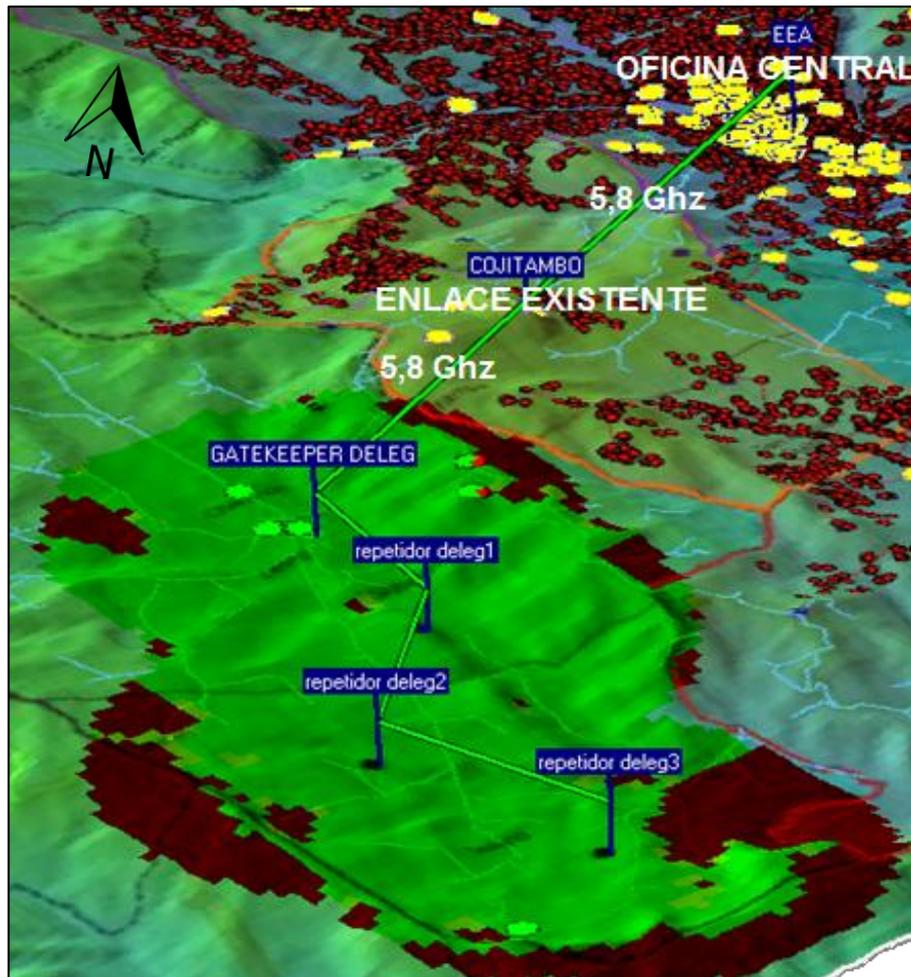


Figura 3.37. Diseño de la red de los sectores Dég y Solano, y áreas de cobertura.

COORDENADAS	EQUIPOS DÉLEG	REFERENCIA
731036.2130 9691487.0545	Repetidor # 1	Junto al medidor a nombre del Sr. Cabrera Molina Víctor Manuel en el sector de Sigsipamba
729493.5302 9690211.6217	Repetidor # 2	Junto al medidor a nombre del Sr. Molina Espinoza José Alfredo en el sector de Guabizhun.
729869.5709 9688243.4276	Repetidor # 3	Junto al medidor a nombre del Sr. Saavedra Roberto, en el sector Yolon
731685 9693623	Gatekeeper	Calle Bolívar 1-30 ciudad de Dég.

Tabla 3.20. Ubicación de los Elementos de la red para sector de Dég y Solano.

Una vez diseñado cada una de las redes correspondientes a cada sector se realizó una simulación de toda la red, esto se muestra en la **Figura3.38**.

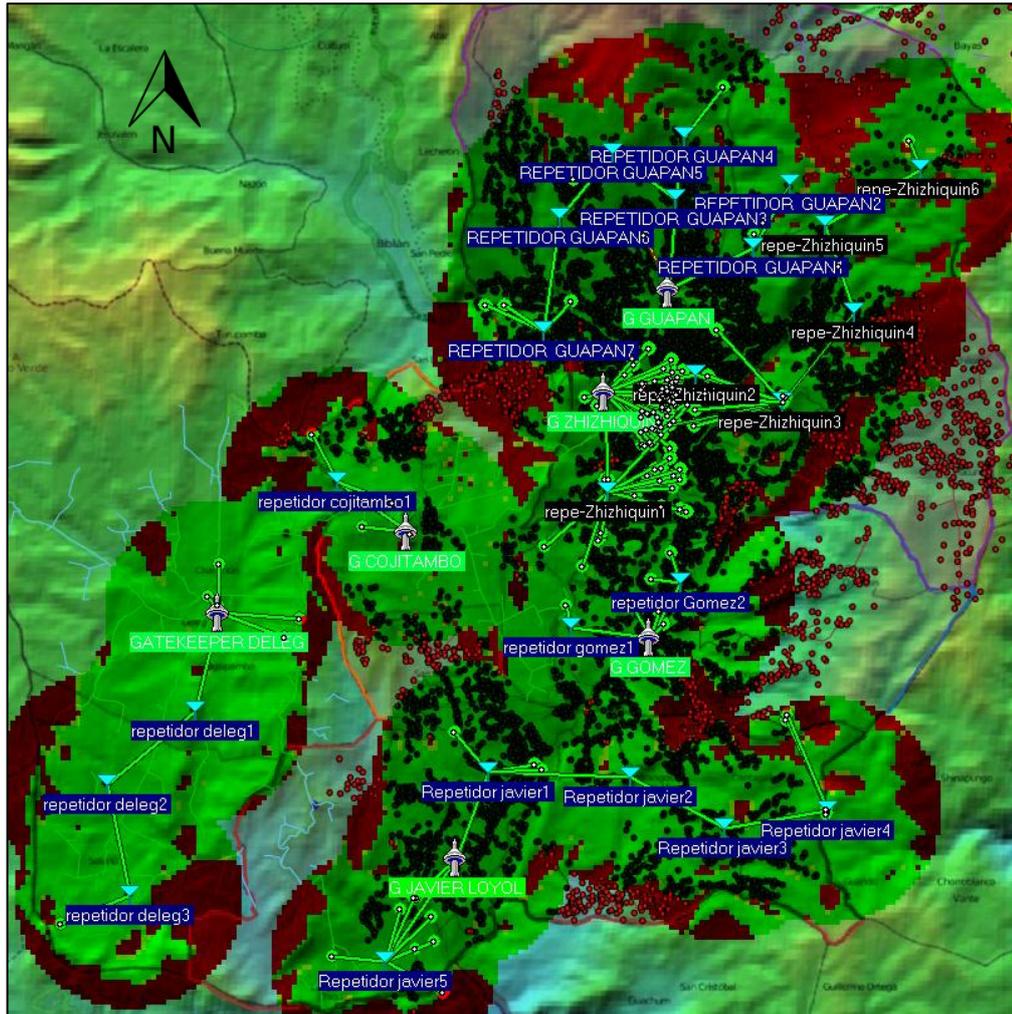


Figura 3.38. Diseño total de la red EnergyAxis para la zona Azogues.

En la **Figura 3.38** se puede apreciar que para dar servicio a los usuarios especiales, indirectamente se está dando cobertura a la mayor parte del sector del área de concesión de la Empresa Eléctrica.

Por último es necesario calcular la cantidad de datos que debe soportar el enlace de datos punto a punto entre Cojitambo y la Empresa Eléctrica, ya que este enlace maneja la carga de datos de la red de consumidores especiales, y de la red oriental, el cálculo se muestra a continuación.

A cada gatekeeper se le asigna una velocidad de transmisión de 512kbps, por lo que el AccessPoint ubicado en el cerro de Cojitambo debe manejar dentro de 15 años datos de alrededor 10 Suscritores lo que implica que:

$$\text{Velocidad de transmisión de datos del AccesPoint} = 512K * 10 = 5,120 \text{ Mbps}$$

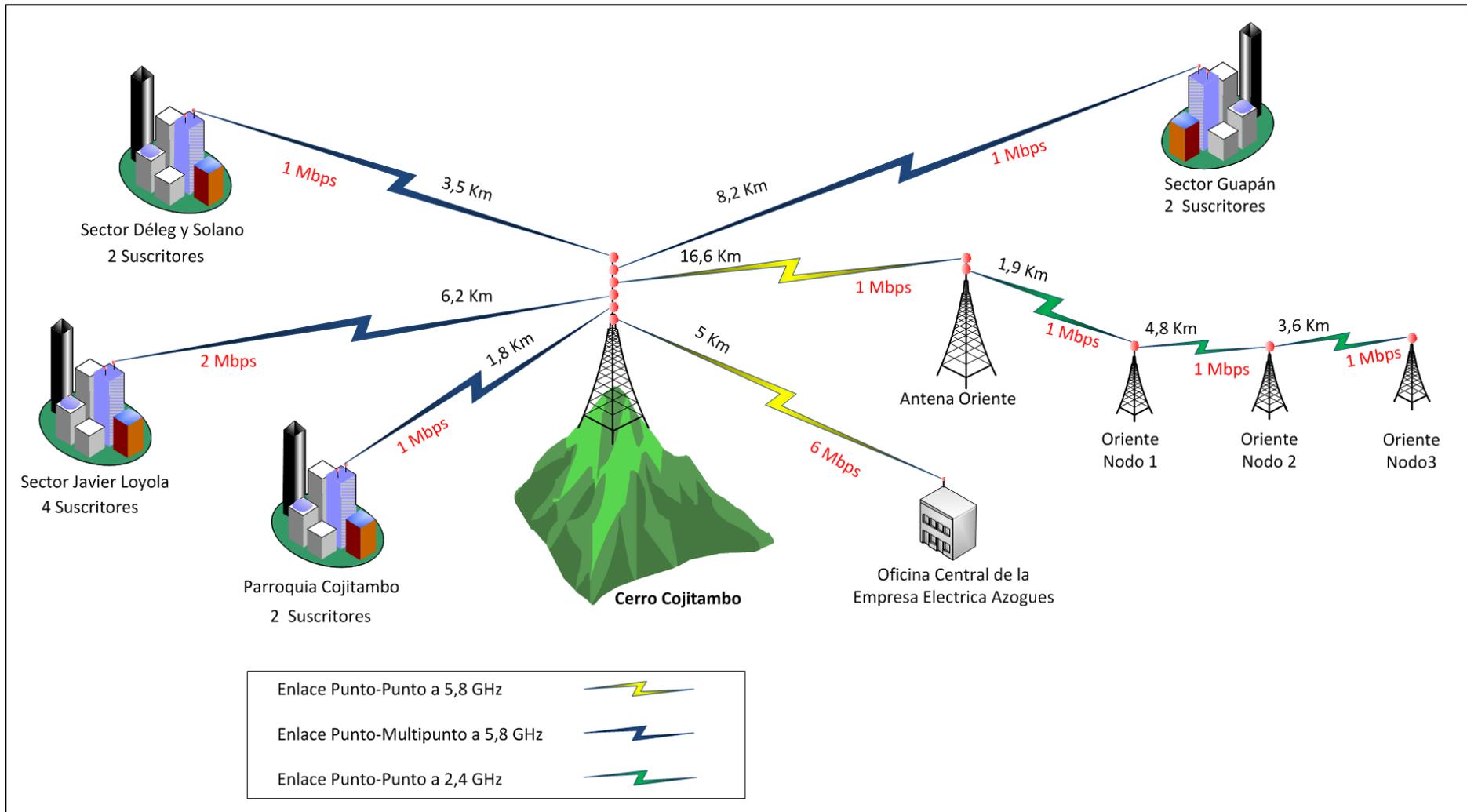
Con el cálculo anterior se concluye que el AccessPoint requiere velocidad de transmisión de 5Mbps para manejar los gatekeepers alrededor de toda la red de los consumidores especiales.

Por otra parte en la red de la zona oriental, se sabe que esta zona requiere 2 gatekeepers para suplir la demanda dentro de 15 años, lo que implica que el enlace punto a punto transmitirá 1Mbps.

Por lo tanto el enlace punto a punto entre Cojitambo y las oficinas centrales de la Empresa Eléctrica Azogues debe estar en capacidad de transmitir 6 Mbps en total, el resumen de todos los enlaces se muestran en la **Figura 3.39**. Para toda esta infraestructura de comunicaciones se requerirán los equipos que se detallan en la **Tabla 3.21**. En la **Figura 3.40** podemos apreciar un resumen de la comunicación del sistema de medición de la Empresa Eléctrica Azogues con el sistema MDM (EnergyAxis) ubicado en la Empresa Eléctrica de Guayaquil.

Ítem	Tipo de Enlace	Cantidad (Equipos)	Precio Unitario	TOTAL
1	Enlace Punto-Multipunto (1AP+4Suscriptores) 5,8Ghz, 30dBi-Dish. <b>COJITAMBO-JAVIER LOYOLA</b>	5	600	3000
2	Enlace Punto-Multipunto (1AP+2Suscriptores) 5,8Ghz, 30dBi-Dish. <b>COJITAMBO-DÉLEG</b>	3	600	1800
3	Enlace Punto-Multipunto (1AP+2Suscriptores) 5,8Ghz, 30dBi-Dish. <b>COJITAMBO-GUAPÁN</b>	3	600	1800
4	Enlace Punto-Multipunto (1AP+2Suscriptores) 5,8Ghz, 17dBi-Dish. <b>COJITAMBO-PARROQUIA COJITAMBO</b>	3	250	750
5	Enlace Punto-Punto 5,8Ghz, 30dBi-Dish. <b>COJITAMBO-EMPRESA ELÉCTRICA</b>	2	500	1000
6	UPS On-line Doble Conversión 600W	16	100	1600
7	Switch de 8 puertos	16	40	640
8	Cable FTP Cat. 6	400	1,6	640
9	Conectores RJ45	100	0,35	35
10	Mástil 2" de 3m con abrazaderas	10	40	400
11	Caja estanca para poste 50x35x20cm	10	120	1200
12	Amarras plásticas de 15cm	200	0,15	30
13	Cinta aislante, autofundente, varios	10	10	100
14	CONTINGENCIA Enlace de 5,8Ghz	2	600	1200
15	CONTINGENCIA UPS On-line Doble Conversión 600W	2	100	200
16	CONTINGENCIA Switch de 8 puertos	2	40	80
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 14.475</b>

**Tabla 3.21.** Lista de equipos necesarios para el enlace de datos para la Zona Azogues.



**Figura 3.39.** Resumen de los enlaces necesarios para el sistema de telegestión.

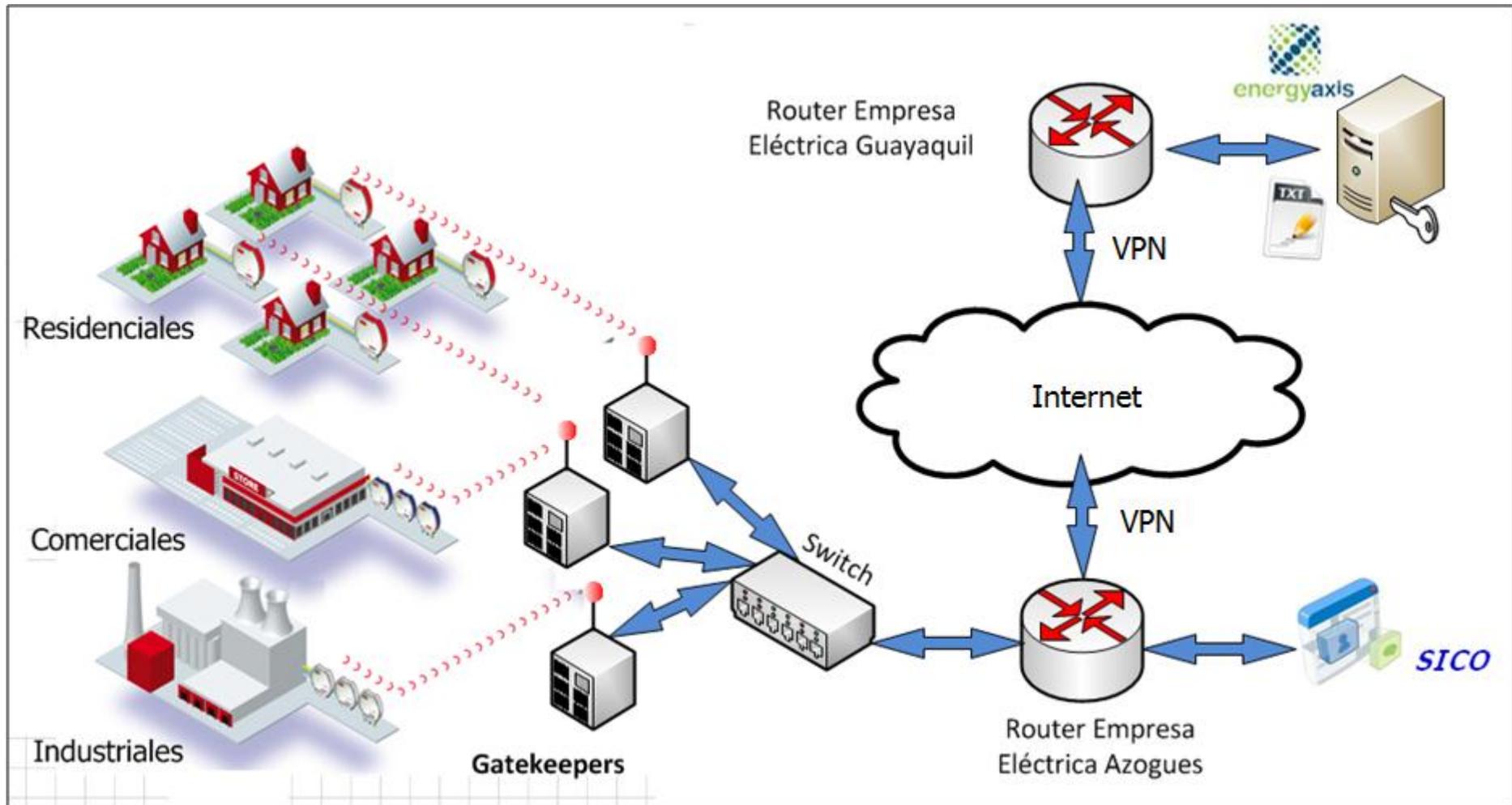


Figura 3.40. Resumen de la comunicación de los diferentes elementos del sistema AMI.

### **3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO**

El objetivo del análisis económico es estudiar la estructura y evolución de los resultados de la Empresa, además evalúa la rentabilidad de los capitales empleados en un proyecto.

Por lo tanto, la evaluación económica se hará en base al análisis de los beneficios y costos del proyecto.

Se presta la debida atención a la necesidad de identificar algunos parámetros para tomar decisiones que permitirán determinar si el proyecto es viable, para esto se debe establecer un flujo de caja, analizar la rentabilidad, y valorar los beneficios económicos, financieros y/o sociales mediante indicadores como VAN, TIR, Relación Beneficio-Costo, y Payback.

#### **Flujo de Caja del Proyecto**

Es uno de los elementos más importantes del estudio de un proyecto, ya que los resultados obtenidos en el flujo de caja determinarán la realización del proyecto.

Se lo efectúa mediante la utilización de cálculos en base a datos anuales, aunque puede variar dependiendo del proyecto, dentro de los periodos proyectados se puede diferenciar los ingresos de los egresos ubicándolas de manera precisa para efectuar este proceso.

#### **Valor Actual Neto (VAN)**

El Valor Actual Neto de una inversión o proyecto de inversión es una medida de la rentabilidad absoluta neta que proporciona el proyecto, mide en el momento inicial del mismo, el incremento de valor que proporciona a los propietarios en términos absolutos, una vez descontada la inversión inicial [32].

Se calcula con el valor de los beneficios menos el valor de los costos, descontados una tasa de interés que represente el Costo de Oportunidad del Capital invertido en el

proyecto, llamada también la Tasa Mínima Atractiva (i) que se aspira obtener como rendimiento de ese capital.

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - E_n}{(1+i)^n} \text{ Ecuación 3.1}$$

N es el número de periodos considerado (el primer periodo lleva el número 0, nunca el 1). El valor (In-En) indica los flujos de caja estimados de cada periodo. Cuando se iguala el VAN a 0, i pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno).

***Regla de decisión:***

Aceptar los proyectos con  $VAN > 0$  o rechazar los proyectos con  $VAN < 0$  o es indiferente aceptar o rechazar los proyectos con  $VAN = 0$ .

Así entre dos proyectos alternativos, se debe seleccionar el que tenga mayor VAN, se debe tener en cuenta que existe un único VAN para cada proyecto, además considera todos los flujos de fondos del proyecto y los flujos de fondos adecuadamente descontados. En otras palabras mide la rentabilidad en términos monetarios[33].

**Tasa interna de retorno (TIR)**

La tasa interna de rendimiento mide la rentabilidad por período del proyecto de inversión sobre el capital. El TIR se define como la tasa de interés (r) que hace que el  $VAN = 0$ , es decir que los Beneficios sean iguales a los Costos [32].

$$TIR \rightarrow r \rightarrow \sum_{n=0}^N \left( \frac{I_n}{(1+r)^n} - \frac{E_n}{(1+r)^n} \right) = 0 \text{ Ecuación 3.2}$$

La TIR es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para comparar la factibilidad de diferentes opciones de inversión. Generalmente, la opción de inversión con la TIR más alta es la preferida.

### ***Regla de decisión:***

Aceptar los proyectos con  $TIR > i$ , siendo  $i$  la tasa de interés previamente definida. Puede existir más de una TIR por cada proyecto, dependiendo del comportamiento de los flujos de fondo. Existirá una única TIR para un proyecto cuando éste se considere bien comportado, o sea que haya un único cambio de signo de los flujos de fondos, esta es la rentabilidad en términos porcentuales [33].

### **Relación Beneficio/Costo**

Se define como el cociente entre la sumatoria de los Beneficios y la Inversión inicial, siendo su expresión matemática:

$$B/C = \frac{\sum_{n=0}^N \left( \frac{B_n}{(1+i^*)^n} \right)}{\text{Inversión inicial}} \text{ Ecuación 3.3}$$

El criterio de decisión para aceptar o rechazar un proyecto usando este indicador es:

Si la razón  $B/C \geq 1$  SE ACEPTA EL PROYECTO.

Si la razón  $B/C < 1$  SE RECHAZA EL PROYECTO.

### **Período de Recuperación del Capital (Payback)**

El payback o plazo de recuperación permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Se obtiene contando el número de períodos que toma igualar los flujos de caja acumulados con la inversión inicial:

$$\text{Plazo de recuperación} \rightarrow n$$
$$0 = -\text{Inversión} + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \text{ Ecuación 3.4}$$

El criterio de decisión para aceptar o rechazar un proyecto es si el payback es menor que el máximo período definido por la Empresa, entonces se acepta el proyecto.

## ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO AMI

Para analizar la rentabilidad del proyecto hay que considerar cada uno de los flujos de efectivo que el proyecto generará en los próximos 15 años, para esto se realizará una valoración económica del sistema AMI dentro de cada uno de los procesos que la Empresa ejecuta actualmente, así como las oportunidades que representan para el cliente.

Los aspectos que permiten la justificación del proyecto son:

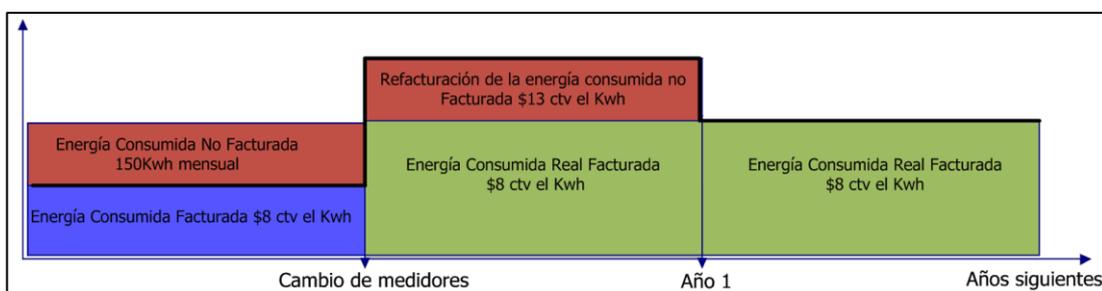
- ✓ Beneficios por cambio de medidores y refacturaciones.
- ✓ Beneficios por disminución de consumo de medidores.
- ✓ Beneficios en el ahorro de la toma de lecturas.
- ✓ Beneficios en ahorro de cortes y reconexiones.
- ✓ Beneficios por reducción de costos de la energía fuera de servicio.
- ✓ Costo de oportunidad para el cliente.

### 3.4.1 Beneficios por cambio de medidores y refacturaciones.

El beneficio por cambio de medidores, indica cuanto recupera la Empresa al facturar el consumo real de la energía, se ve reflejado en cada año de estudio.

Mientras que el beneficio por refacturación es una multa que se cobra al cliente por un periodo no mayor a doce meses, por la energía que ha consumido y que no fue facturada debido a la manipulación en los equipos de medición, esto se muestra en la

#### Figura 3.41.



*Figura 3.41. Beneficio por cambio de medidores y refacturaciones.*

Esta multa se ampara en el Artículo 8 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establecido por el CONELEC, y en la parte 1 del Instructivo de Tipificación de Infracciones y Sanciones, aprobado por el directorio de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. (Junio del 2002):

***Art. 8.- Definición legal de la energía eléctrica***

*Las personas naturales o jurídicas que, con el propósito de obtener provecho para sí o para otro, utilizaren fraudulentamente cualquier método, dispositivo o mecanismo clandestino o no, para alterar los sistemas o aparatos de control, medida o registro de provisión de energía eléctrica; o efectuaren conexiones directas, destruyeren, perforaren o manipularen las instalaciones de acceso a los servicios públicos, en perjuicio de las Empresas distribuidoras, serán sancionadas con una multa equivalente al trescientos por ciento (300%) del valor de la refacturación del último mes de consumo, anterior a la determinación del ilícito, sin perjuicio de la obligación de efectuar los siguientes pagos cuando correspondiera, previa determinación técnica:*

- a) El monto resultante de la re-facturación hasta por el periodo de doce meses; y,*
- b) Las indemnizaciones establecidas en los respectivos contratos de suministro celebrados entre la Empresa distribuidora y el cliente.*

***“1. TIPIFICACIÓN DE LAS INFRACCIONES***

*[...] existen anomalías que no son imputables al consumidor, por consiguiente, no son consideradas como infracción; pero por la energía que ha demandado el cliente la misma que no ha sido facturada, se debe realizar una liquidación; entre estas se tiene:*

- Medidor mal instalado.*
- Bobina de tensión quemada.*
- Medidor quemado.*
- Medidor dañado.*
- Mala aplicación de los factores de multiplicación y demanda facturable.*

- *Mala aplicación del pliego tarifario.*
- *Lectura mal tomada.”*

Según datos del departamento de control de pérdidas el 8,79%<sup>16</sup> del total de medidores han sido manipulados por el cliente, lo que implica que por concepto de energía consumida no facturada, la Empresa pierde mensualmente 150kWh<sup>16</sup> por cada medidor.

A continuación se calcula los beneficios que la Empresa obtendrá con el cambio de medidores en la Zona Oriental y en la Zona Azogues.

### **ZONA ORIENTAL**

<b>Medidores a Cambiar</b>	
<b>Monofásicos</b>	700
<b>Bifásicos</b>	4

$$\text{Medidores defectuosos} = 704 * 8,79\%$$

$$\text{Medidores defectuosos} = 61,882 \approx 62$$

$$\text{kWh perdidos al mes} = 61,882 * 150\text{kWh}$$

$$\text{kWh perdidos al mes} = 9282,24\text{kWh}$$

$$\text{kWh perdidos anualmente} = 9282,24\text{kWh} * 12\text{meses}$$

$$\text{kWh perdidos anualmente} = 111386,88\text{kWh}$$

La Empresa Eléctrica Azogues tiene un costo promedio de cargo tarifario energético comercial y residencial de 8 centavos<sup>17</sup>, esto implica que:

$$\text{U.S.D perdidos anualmente} = 111386,88 * \$0,08$$

$$\text{U.S.D perdidos anualmente} = \$8910,95$$

<sup>16</sup> Datos proporcionados por el Departamento de Control de Pérdidas de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. (10/02/2012).

<sup>17</sup> Dato proporcionado por la Jefatura de Planificación de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. 10/02/2012

Por último el valor que se cobra por concepto de refacturaciones es de 13 centavos por kWh perdido anualmente, lo que implica que:

$$U.S.D. \text{ por refacturación} = 111386,88 * \$0,13$$

$$U.S.D. \text{ por refacturación} = \$14480,29$$

$$\text{Costo final} = \$8910,95 + \$14480,29$$

$$\text{Costo final} = \$ 23391,25$$

En consecuencia, se espera que la Empresa solo de la zona oriental tenga un flujo de efectivo de \$23391,25 en el primer año, mientras que desde el segundo año en adelante, obtenga un flujo de efectivo de \$8910,95.

## ZONA AZOGUES

### Medidores a Cambiar

<b>Monofásicos</b>	166	<b>Bifásicos</b>	56	<b>Trifásicos</b>	111
<b>TOTAL</b>	<b>333</b>				

$$\text{Medidores defectuosos} = 333 * 8,79\%$$

$$\text{Medidores defectuosos} = 29,2 \approx 29$$

$$kWh \text{ perdidos al mes} = 29,2 * 150kWh$$

$$kWh \text{ perdidos al mes} = 4390,605 kWh$$

$$kWh \text{ perdidos anualmente} = 4390,605kWh * 12meses$$

$$kWh \text{ perdidos anualmente} = 52687,26kWh$$

$$U.S.D \text{ perdidos anualmente} = 52687,26kWh * \$0,08$$

$$U.S.D \text{ perdidos anualmente} = \$4214,98$$

Valor por las refacturaciones:

$$U.S.D. \text{ por refacturación} = 52687,26KWh * \$0,13$$

$$U.S.D. \text{ por refacturación} = \$6849,3438$$

$$\text{Costo final} = \$4214,98 + \$6849,3438$$

$$\text{Costo final} = \$11064,32$$

En consecuencia, se espera que la Empresa solo en la zona Azogues tenga un flujo de efectivo de \$11064,32 en el primer año, mientras que a partir del segundo año en adelante un flujo de efectivo de \$4214,98.

Por lo tanto sumando las dos zonas se espera que el flujo total debido a los beneficios por cambio de medidores y refacturaciones sea de \$34455,56 en el primer año y a partir del segundo año en adelante un flujo de \$13125,93.

### 3.4.2 Beneficios por disminución de consumo de medidores.

Este beneficio está considerado dentro de las pérdidas técnicas, debido a que este implica un costo de consumo por cada bobina que poseen los medidores, por lo que dependiendo del tipo de medidor se tendrá diferente número de bobinas, tal es el caso que para un medidor monofásico se tiene una bobina y para el bifásico dos bobinas, cada bobina está consumiendo alrededor de 0,6 Wh más que los medidores por los cuales serán reemplazados, el cálculo de la potencia total que se ahorraría con el cambio de medidores se muestra a continuación.

#### ZONA ORIENTAL

	CANTIDAD	NÚMERO DE BOBINAS	POTENCIA CONSUMIDA POR MEDIDOR	POTENCIA TOTAL
Monofásicos	700	1	0,6 Wh	420 Wh
Bifásicos	4	2	1,2 Wh	4,8 Wh
<b>TOTAL</b>			<b>424,8 Wh</b>	

Tabla 3.22. Potencia total consumida por hora de los medidores en la Zona Oriental.

Debido a que los medidores consumen energía las 24 horas, todo el año tenemos:

$$kWh \text{ consumidos por los medidores} = 424,8Wh * \frac{24\text{horas} * 365\text{días}}{1000}$$

$$kWh \text{ consumidos por los medidores} = 3721,25kWh$$

El costo de esta energía lo asume la Empresa, por lo tanto en el cálculo hay que considerar el costo de kWh que la Empresa compra, más no el costo a la que vende, el costo de compra es de aproximadamente 5,084 centavos Por lo tanto tenemos:

$$\text{Costo por Consumo de energia} = 3721,25kWh * \$0,05084$$

$$\text{Costo por Consumo de energia} = \$189,1882$$

Por lo que se espera que anualmente solo en la zona oriental se tenga un flujo de efectivo de \$189,1882 al año.

## ZONA AZOGUES

	CANTIDAD	NÚMERO DE BOBINAS	POTENCIA CONSUMIDA POR MEDIDOR	POTENCIA TOTAL
<b>Monofásicos</b>	166	1	0,6 Wh	99,6 Wh
<b>Bifásicos</b>	56	2	1,2 Wh	67,2 Wh
<b>Trifásicos</b>	111	3	1,8 Wh	199,8 Wh
<b>TOTAL</b>			<b>366,6 Wh</b>	

*Tabla 3.23. Potencia total consumida por hora de los medidores en la zona Azogues.*

En vista de que los medidores están consumiendo energía las 24 horas los 365 días del año tenemos

$$kWh \text{ consumidos por los medidores} = 366,6Wh * \frac{24\text{horas} * 365\text{días}}{1000}$$

$$kWh \text{ consumidos por los medidores} = 3211,42kWh$$

El costo de esta energía lo asume la Empresa, por lo tanto en el cálculo hay que considerar el costo de kWh que la Empresa compra mas no el costo a la que vende, el costo de compra es de aproximadamente \$5,084 centavos Por lo tanto:

$$\text{Costo por Consumo de energia} = 3211,42kWh * \$0.05084$$

$$\text{Costo por Consumo de energia} = \$163,2684$$

Por lo tanto se espera que anualmente solo en la zona Azogues se tenga un flujo de efectivo de \$163,2684 USD al año.

*Por lo tanto, sumando las dos zonas se espera que el flujo total debido al Beneficio por disminución de consumo de medidores sea de \$352,4566 al año.*

### **3.4.3 Beneficios en el ahorro de la toma de lecturas.**

Actualmente la Empresa Eléctrica en personal invierte mensualmente \$7946,73 USD para tomar las lecturas de 2463 medidores en la Zona Oriental y 29257 medidores en la Zona Azogues, adicionalmente la Empresa invierte en combustible para los vehículos que trasladan a los lectores en las diferentes zonas a tomar las lecturas. Por lo que mensualmente solo en combustible la Empresa invierte:

- Gasto en combustible en la Zona Oriental

En la zona oriental para tomar las lecturas se asigna por día 2 vehículos con 5 galones de gasolina súper cada uno por día, por lo tanto mensualmente se invierte:

$$\text{inversión mensual en combustible} = 2\text{Vehiculos} * 5\text{Galones} * \$2 * 7\text{días}$$

$$\text{Inversión mensual en combustible} = \$140$$

- Gasto en Combustible en la zona de Azogues

En la zona de Azogues para tomar las lecturas se asigna 1 vehículo con 1 galón de gasolina súper por día, por lo tanto mensualmente se invierte:

$$\text{Inversión mensual en combustible} = 1\text{Vehiculo} * 1\text{Galon} * \$2 * 14\text{días}$$

$$\text{Inversión mensual en combustible} = \$28$$

Una vez que se tiene cuanto la Empresa invierte mensualmente, se procede a calcular el costo de lectura por cada cliente invirtiendo únicamente personal, por lo tanto se tiene:

$$\text{Costo mensual por cada lectura sin considerar la gasolina} = \frac{\$7946,73}{31720}$$

$$\text{Costo mensual por cada lectura sin considerar la gasolina} = \$0,25$$

Se puede observar que tomar la lectura de un solo medidor sin considerar los gastos en combustible es de \$0,25 USD lo que implica que:

- Zona Oriental

$$\text{Inversión mensual en lecturas sin considerar la gasolina} = 2463 * \$0,25$$

$$\text{Inversión mensual en lecturas sin considerar la gasolina} = \$617,05$$

- Zona Azogues

$$\text{Inversión mensual en lecturas sin considerar la gasolina} = 29257 * \$0,25$$

$$\text{Inversión mensual en lecturas sin considerar la gasolina} = \$7329,68$$

Luego se procede a sacar el costo mensual en lecturas considerando la inversión en combustible, por lo tanto se tiene:

- Zona oriental

$$\text{Inversión mensual en lecturas con gasolina} = \$617,05 + \$140$$

$$\text{Inversión mensual en lecturas con gasolina} = \$775,05$$

- Zona Azogues

Inversión mensual en lecturas *con gasolina* = \$7329,68 + \$28

Inversión mensual en lecturas *con gasolina* = \$7357,68

Una vez considerado la inversión en personal y combustible se procede a calcular el costo de lectura por cliente según el sector en que se tome la lectura, por lo tanto:

- Zona oriental

$$\text{Costo mensual de lectura por cliente} = \frac{\$757,05}{2463}$$

*Costo mensual de lectura por cliente* = \$0,30 USD

- Zona Azogues

$$\text{Costo mensual de lectura por cliente} = \frac{\$7357,68}{29257}$$

*Costo mensual de lectura por cliente* = \$0,25USD

Una vez calculado el costo de la lectura por cliente se procede a calcular el beneficio mensual que implica el ahorro de lecturas según el número de medidores que se instalen en cada sector:

- Zona oriental

$$\text{Beneficio mensual por ahorro de lecturas} = 704 * \$0,30$$

*Beneficio mensual por ahorro de lecturas* = \$216,39 USD

- Zona Azogues

$$\text{Beneficio mensual por ahorro de lecturas} = 333 * \$0,25$$

*Beneficio mensual por ahorro de lecturas* = \$83,74 USD

Por lo tanto el beneficio anual en ahorro de lecturas es de:

$$\text{Beneficio anual por ahorro de lecturas} = (216,39 + 83,74) * 12$$

*Costo mensual de lectura por cliente = \$3601,58USD*

*En conclusión la Empresa espera tener un flujo de efectivo anual por el beneficio en el ahorro en las lecturas de \$ 3601,58 USD.*

#### **3.4.4 Beneficios en ahorro de cortes y reconexiones.**

La Empresa Eléctrica en corte y reconexión gasta en la zona oriental \$10 USD<sup>18</sup> por usuario, mientras que en la zona de Azogues y sus alrededores \$5,38 USD<sup>18</sup> por otra parte, en promedio el 20%<sup>18</sup> de los usuarios del área de concesión son morosos, por lo tanto anualmente se tiene:

##### **ZONA ORIENTAL**

$$\text{Corte/Reconexión} = 704 * 20\%$$

$$\text{Corte/Reconexión} = 140 \text{ usuarios}$$

$$\text{Costos por año en Corte/Reconexión} = 140 * \$10 * 12 \text{ meses}$$

$$\text{Costos por año en Corte/Reconexión} = \$16800$$

##### **ZONA AZOGUES**

$$\text{Corte/Reconexión} = 333 * 20\%$$

$$\frac{\text{Corte}}{\text{Reconexión}} = 67 \text{ usuarios al mes}$$

$$\text{Costos por año en } \frac{\text{Corte}}{\text{Reconexión}} = 67 * \$5,38 * 12 \text{ meses}$$

$$\text{Costos por año en Corte/Reconexión} = \$4325,52$$

$$\text{Flujo total anual} = \$4325,52 + \$16800$$

$$\text{Flujo total anual} = \$21125,52$$

*En conclusión la Empresa espera tener un flujo de efectivo anual por el beneficio en ahorro de cortes y reconexiones de \$ 21125,52.*

---

<sup>18</sup> Dato proporcionado por el supervisor de Lecturas Cortes y Reconexiones de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

### 3.4.5 Beneficios por reducción de costos de la energía fuera de servicio.

El costo de la energía fuera de servicio es la energía que no se suministra a los clientes debido a los cortes por falta de pago, esta energía perdida es considerada a partir del momento en que el cliente realizó el pago de su factura hasta el momento de la reconexión, con la implementación de los medidores inteligentes la zona más beneficiada es la zona de Azogues ya que en la zona oriental este valor no es significativo debido a la tarifa de la dignidad por lo tanto no representa un costo muy relevante para la Empresa.

En la zona de Azogues, en promedio un usuario mensualmente consume 250kWh,

$$\text{Consumo diario de energía} = \frac{250 \text{ KWh}}{30 \text{ días}}$$

$$\text{Consumo diario de energía} = 8,33 \text{ KWh/día}$$

Costo de compra de la energía: \$0,05084

Costo de venta de la energía:

\$0,08

$$\text{Costo neto de energía} = 0,08 - 0,05084$$

$$\text{Costo neto de energía} = \$0,029$$

Promedio de clientes cortados por falta de pago =  $333 * 20\% = 66,6 \approx 67$  clientes

$$\text{Costo diario por energía fuera de servicio} = 8,33 \text{ KWh} * \$0,029$$

$$\text{Costo diario por energía fuera de servicio} = \$0,243 \text{ por usuario}$$

En promedio en este sector desde el momento de pago de su factura el cliente está un día sin energía, por lo tanto anualmente se tiene:

$$\text{Costo anual por energía fuera de servicio} = 66,66 * \$0,243 * 12 \text{ meses}$$

$$\text{Costo anual por energía fuera de servicio} = \$194,2056$$

En consecuencia se espera que se tenga un flujo de efectivo anual debido al beneficio por el ahorro en costo de energía fuera de servicio de \$194,2056.

### **3.4.6 Costo de oportunidad para el cliente.**

El costo de oportunidad para el cliente es el costo que el cliente se ahorra por no acercarse a las oficinas de la Empresa para hacer reclamos por diferentes razones tales como fallos en el suministro eléctrico o errores en la facturación.

Para obtener este costo, se considera las horas que pierde un usuario de la zona oriental, y de la zona de Azogues, y el costo de hora considerando está en función del valor del Salario Básico Unificado para el año 2012 que es de \$292<sup>19</sup>, por otra parte la Empresa tiene un promedio aproximado del 10% en reclamos a lo largo de toda el área de concesión.

En la zona oriental un usuario pierde 6 horas de su día de trabajo para hacer sus trámites, mientras que en la ciudad y sus alrededores se demora en promedio una hora, por lo tanto tenemos:

$$\text{Costo de un día de trabajo} = \frac{\$292}{30}$$

$$\text{Costo de un día de trabajo} = \$ 9,73$$

$$\text{Costo de una hora de trabajo} = \frac{\$9,73}{8}$$

$$\text{Costo de una hora de trabajo} = \$ 1,2166$$

### **COSTO DE OPORTUNIDAD ZONA ORIENTAL**

$$\text{Costo / horas pérdidas en hacer el reclamo} = \$1,21 * 6 \text{ horas} * (704 * 10\%)$$

$$\text{Costo / horas pérdidas en hacer el reclamo} = \$513,89$$

Gasto en pasajes \$3

---

<sup>19</sup> Dato del Ministerio de relaciones laborales.

$$\text{Reclamos mensuales} = 704 * 10\%$$

$$\text{Reclamos mensuales} = 70,4 \approx 70$$

$$\text{Gastos en transporte del cliente oriental} = 70,4 * \$3$$

$$\text{Gastos en transporte del cliente oriental} = \$ 211,2$$

$$\text{Costo total de cliente oriental} = 211,2 + 513,89$$

$$\text{Costo total de cliente oriental} = \$725,12$$

### **COSTO DE OPORTUNIDAD ZONA AZOGUES**

$$\text{Costo por hora perdida en hacer el tramite} = \$ 1,21 * 1\text{hora} * (333 * 10\%)$$

$$\text{Costo por hora perdida en hacer el tramite} = \$40,515$$

Gastos en pasajes 50 centavos

$$\text{Gastos en transporte del cliente Azogues} = 33,3 * \$0,50$$

$$\text{Gastos en transporte del cliente Azogues} = \$ 16,65$$

$$\text{Costo total del cliente de Azogues} = \$40,515 + \$16,65$$

$$\text{Costo total del cliente de Azogues} = \$57,165$$

$$\text{Costo total de cliente oriental} + \text{cliente Azogues} = \$725,12 + \$57,165$$

$$\text{Costo mensual total de cliente oriental} + \text{cliente Azogues} = \$782,285$$

$$\text{Costo anual de cliente oriental} + \text{cliente Azogues} = \$9387,42$$

#### **3.4.7 Costo por recurrencia del cliente.**

Este costo implica el número de veces que el cliente debe acudir personalmente a la empresa para presentar su reclamo, según datos de la Empresa el cliente promedio tiene una recurrencia de al menos 2 veces, hasta que su problema sea solventado.

## COSTO DE OPORTUNIDAD ANUAL

*Costo de oportunidad anual Azogues + Oriente = 2 \* (\$9387,42)*

*Costo de oportunidad anual Azogues + Oriente = \$18774,84*

*En consecuencia se espera un flujo de efectivo de \$ 18774,84 debido al costo de oportunidad que el sistema AMI genere para los clientes de la Empresa Eléctrica.*

### 3.4.8 Inversión Inicial del Proyecto.

Para el análisis económico se tomó en cuenta una inversión inicial de \$ **376417**, de los cuales \$ **270716,26** sin incluir IVA (total **\$303202,21**), son destinados para comprar los equipos que son parte del sistema EnergyAxis, **Tabla 3.24**, mientras que los **\$73214,79** serán usados en los sistemas de comunicación, gastos en cable para cambiar las acometidas, sellos de las borneras, tornillos, etc.

CANT	DESCRIPCIÓN	PRECIO U.	PRECIO T.
60	Medidor A3 nodo forma 16A, clase 100, 4 hilos base A	681,82	40909,2
33	Medidor A3 nodo forma 16S, Clase 200, trifásico 4 hilos Base Socket	558,44	18428,52
18	Medidor A3 nodo forma 9s, Clase 20, base socket Trifásico	642,86	11571,48
60	Base Socket Medidor Bifásico Clase 200	65	3900
60	Medidor REX2-D, Forma 12S, Bifásico Clase 200, Socket con interruptor de corte interno	259,74	15584,4
866	Medidor gREX-D, 2hilos, 120 Voltios, con interruptor interno y tapa de bornera corta	170,13	147332,58
7	EA_GK Gatekeeper, colector para instalación en poste	2727,27	19090,89
7	EA_GK Gatekeeper, Mounting Kit.	129,87	909,09
35	EA Repeater	292,21	10227,35
35	EA Repeater Mounting Kit	45,45	1590,75
2	Switch	26	52
2	Convertidor de medio	85	170
5	Patchport	10	50
2	Router	450	900
<b>TOTAL Sistema EnergyAxis (sin IVA)</b>			<b>\$270716,26</b>
<b>Elementos de Comunicaciones Zona Oriente</b>			<b>\$5876</b>
<b>Elementos de Comunicaciones Zona Azogues</b>			<b>\$14475</b>
<b>TOTAL Elementos de Comunicaciones</b>			<b>\$20.351</b>
<b>Mano de Obra + Materiales</b>			<b>\$52.863,79</b>
<b>TOTAL Sistema de Comunicaciones</b>			<b>\$73.214,79</b>
<b>TOTAL DE LA INVERSIÓN</b>			<b>\$376.417</b>

*Tabla 3.24 Detalle de la inversión para el sistema AMI y el sistema de comunicaciones.*

Una vez que se ha estimado todos los costos que involucran la implementación del sistema de medición avanzada AMI, se procede a calcular los valores del VAN y el TIR, para determinar la factibilidad del proyecto, para esto se realizó la proyección económica a 15 años, con una tasa de interés  $i=12\%$ , la cual se emplea para proyectos eléctricos dentro de la Empresa Eléctrica Azogues, el cálculo económico se muestra en las **Tablas 3.25 y 3.26**.

Con los datos obtenidos de las **Tablas 3.25 y 3.26**, y basándose en los indicadores y reglas de decisión, se determina que el proyecto AMI es completamente viable y rentable, ya que el valor de VAN es mayor a cero y la TIR es mayor a la tasa de interés, siendo esta de un 13,19%.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO														
	Año de Operación	Ingresos del proyecto							Egresos del proyecto				FLUJO NETO DE EFECTIVO	
		Beneficio por cambio de Medidores y Refacturación	Beneficio por disminución de consumo energético de medidores	Ahorro en la toma de lecturas	Ahorro en procesos de corte y reconexión	Beneficio por reducción del tiempo de la energía fuera de servicio	Costo de oportunidad para el cliente	Total de Ingresos	Inversión inicial (Equipos de Medición y Comunicación)	Transporte de Datos (CentroSur)	Reposición de equipos de Comunicación	Total de Egresos		
0	2012								376.417				<b>376.417</b>	<b>-376.417</b>
1	2013	34.456	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>78.574</b>		288			<b>288</b>	<b>78.286</b>
2	2014	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
3	2015	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
4	2016	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
5	2017	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
6	2018	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
7	2019	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
8	2020	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288	20.351		<b>20.639</b>	<b>36.606</b>
9	2021	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
10	2022	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
11	2023	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
12	2024	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
13	2025	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
14	2026	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>
15	2027	13.126	352	3.602	21.196	194	18.775	<b>57.245</b>		288			<b>288</b>	<b>56.957</b>

*Tabla 3.25. Cálculo del Flujo de Efectivo Anual.*

<b>Cálculo del VAN, TIR, Relación Beneficio/Costo y Periodo de Recuperación</b>					
<b>Año de Operación</b>	<b>Total de Ingresos</b>	<b>Total de Egresos del Proyecto</b>	<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>Saldo</b>	<b>VAN de los Ingresos</b>
					\$ 408.930
0	0	376.417	-376.417	-376.417	
1	78.574	288	78.286	-298.131	<b>VAN de los Egresos</b>
2	57.245	288	56.957	-241.174	
3	57.245	288	56.957	-184.217	\$ 386.598
4	57.245	288	56.957	-127.261	
5	57.245	288	56.957	-70.304	<b>Relación B/C</b>
6	57.245	288	56.957	-13.347	
7	57.245	288	56.957	43.610	1,09
8	57.245	20.639	36.606	80.215	
9	57.245	288	56.957	137.172	<b>VAN</b>
10	57.245	288	56.957	194.129	\$ 22.332 <i>Se acepta</i>
11	57.245	288	56.957	251.085	
12	57.245	288	56.957	308.042	<b>TIR</b>
13	57.245	288	56.957	364.999	13,16% <i>Se acepta</i>
14	57.245	288	56.957	421.956	
15	57.245	288	56.957	478.912	<b>PERIODO DE RECUPERACIÓN</b>
<b>TOTAL</b>	<b>880.000</b>	<b>401.088</b>	<b>478.912</b>		12,11 Años

* Costo Financiero del Capital	12%
--------------------------------	-----

**Tabla 3.26.** Cálculo del VAN, TIR, Relación Beneficio/Costo y Periodo de Recuperación.

---

# CAPÍTULO 4

---

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 RESUMEN DEL PROYECTO

La afinidad en los últimos años de los sistemas eléctricos y de comunicaciones es el pilar fundamental que sustenta el concepto de las redes inteligentes. De hecho, muchas de las funciones de una red inteligente requieren de un flujo bidireccional tanto de energía como de información entre la Empresa y el usuario final, como es el caso del sistema AMI, por lo tanto es necesario sentar bases sólidas para planear una infraestructura de comunicaciones que apoye el desarrollo de las Redes Inteligentes en toda la cadena de valor del sector eléctrico.

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

Se listan las características y los beneficios más relevantes que la implementación del Smart Grid y del Smart Meter ofrecerían a los consumidores y a las Empresas de electricidad. Además se presentan las diferentes tecnologías de comunicación que permiten la transmisión de datos entre el sistema comercial de la Empresa y el sistema de medición de cada cliente. Por último se presentan las especificaciones técnicas de algunos de los medidores inteligentes disponibles en el mercado.

Se realiza una descripción general de los diferentes protocolos de comunicación soportados por los contadores inteligentes y las redes inteligentes, se procede a describir el enfoque general de la norma IEC 61968, la misma que se encuentra apoyada en un modelo de información común CIM el cual sugiere un modelo universal para todos los procesos de una Empresa empleando el estándar de diagramación UML.

La parte nueve de la norma IEC 61968 especifica el contenido de la información de un conjunto de mensajes que pueden ser utilizados para soportar varias funciones de negocios relacionadas con la lectura y el control de los medidores, aquí se presentan dos ejemplos de aplicación para la Empresa Eléctrica Azogues.

Se analiza la influencia que tendría el sistema AMI en la regulación N°004/01 sobre la calidad del servicio eléctrico de la distribución establecido por el CONELEC.

Se estudia la infraestructura de comunicaciones de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. con el objetivo de tener una idea clara y precisa de las ventajas que conlleva aprovechar esta red. Así mismo, se estudia la posibilidad de reutilizar los equipos de medición existentes, y los costos que estos precisan, también se analizan las diferentes soluciones y tecnologías existentes en el mercado nacional e internacional para la implementación del sistema AMI.

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

La implementación del sistema de telegestión cuya solución seleccionada es el sistema EnergyAxis, el cual trabaja de manera inalámbrica a 900Mhz será orientada a 1037 usuarios de los cuales 171 son clientes especiales y 866 clientes con tarifa

residencial o masiva, distribuidos a lo largo de toda el área de concesión de la Empresa eléctrica Azogues.

De los 866 clientes residenciales, 700 de ellos están ubicados en la zona oriental, específicamente en las parroquias de Taday, Pindilig, y Zhoray, debido a que los costos de lecturas, cortes y reconexión son muy elevadas en este sector, mientras que los 166 restantes estarán ubicados en los sectores de Charasol y Uchupucun los mismos que poseen equipos de medición que ya han cumplido con su vida útil, por último los 171 medidores para clientes especiales se encuentran distribuidos en el centro y los alrededores de la ciudades de Azogues, Déleg y la parroquia Sageo

Por último, se realiza un análisis económico y financiero sobre la viabilidad del proyecto, para determinar la sustentabilidad del proyecto, obteniendo los siguientes valores:

<b>Inversión Total del Proyecto</b>	<b>\$376.417</b>
<b>Costo Financiero del Capital (%)</b>	12%
<b>Tasa Interna de Retorno TIR (%)</b>	13,16%
<b>Valor Actual Neto VAN</b>	\$22.332
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	1,09

*Tabla 4.1 Viabilidad y plan de sostenibilidad del proyecto AMI.*

Adicionalmente se considera un flujo neto de efectivo de \$78.286 el primer año, y \$56.957 a partir del segundo año en adelante.

**En conclusión el proyecto es totalmente rentable.**

## 4.2 CONCLUSIONES

Con el plan piloto de telegestión mediante AMI se espera que la Empresa Eléctrica Azogues C.A. tenga importantes mejoras en el área del control de Pérdidas Técnicas, debido a que los medidores inteligentes estarán constantemente enviando datos sobre las lecturas de consumo de los clientes, alarmas sobre eventos, y el estado de la red; también se puede controlar las pérdidas no técnicas provocadas por la manipulación de los medidores, que hasta la aparición de los equipos AMI no se realizaba adecuadamente.

Reutilizar los equipos de medición de la Empresa resulta más costoso que comprar equipos de medición nuevos, incluso al reutilizar los medidores la Empresa únicamente se contaría con tecnología AMR, que si bien resultaría útil, muy pronto tendrá que ser sustituida por los tecnología AMI, por lo que desde el punto de vista técnico, y económico la reutilización de los equipos no es la opción más eficiente.

Los medidores inteligentes ofrecen una solución efectiva a los problemas de lecturas no tomadas, o mal tomadas, debidas principalmente a la dificultad de acceso y al tiempo que estas conllevan en determinados sectores como es el caso particular de los usuarios de la zona rural oriental.

Se espera que exista un mejor rendimiento en el área de comercialización debido a que las lecturas serán confiables.

Respecto al servicio al cliente, mejorará gracias a que la Empresa tendrá información detallada del consumo y problemas de cada uno de los clientes beneficiados con los medidores inteligentes, por lo que ante cualquier reclamo por parte de los usuarios la Empresa tendrá información exacta y oportuna para responder los reclamos.

Gracias a la función de corte y restauración del servicio eléctrico se espera mejora en la calidad del servicio apeándose así a los índices de calidad de la regulación N° 004/01 [30].

Debido a que en el área de diseños de redes eléctricas en las últimas décadas no ha sufrido grandes cambios en la metodología de trabajo, se espera que a partir de la implementación de la infraestructura de medición inteligente, la Empresa eléctrica tenga información detallada acerca de la demanda real de los clientes, y con ello planificar de mejor manera las redes de distribución.

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

Pese a que los medidores de la solución EnergyAxis se comunican entre sí de manera inalámbrica, los colectores de datos pueden hacerlo de varias maneras, tal que en el diseño se aprovechó al máximo la red de comunicaciones que actualmente posee la Empresa, evitando de esta manera contratar un servicio adicional de transmisión de datos a otras empresas, reduciendo así los gastos operativos.

Con la implementación del sistema AMI la Empresa Eléctrica Azogues da el primer paso para la consecución de las redes inteligentes.

Las redes inteligentes en general son un conjunto de tecnologías que permiten una nueva forma de operación de los sistemas eléctricos, empezando desde la distribución, transmisión y generación.

En el futuro con los medidores inteligentes se podrá calcular el consumo no solo en base a una totalización mensual del consumo, sino adicionalmente se consideraría calcular el consumo en base a discriminación horaria, o la tarifación por temporadas.

Las posibilidades tecnológicas que ofrece AMI son extensas, por lo que aprovecharlas en su totalidad dependerá únicamente de la creatividad de la Empresa para determinar las aplicaciones y servicios que esta pueda brindar a los clientes beneficiados con los medidores inteligentes.

La implementación de las redes inteligentes únicamente depende de los organismos de planificación, control, regulación, y empresas involucradas, que deben trabajar en conjunto con el objetivo de establecer el momento para empezar a modernizar las redes y así alcanzar sus respectivos objetivos.

Por último la hipótesis planteada en un inicio del proyecto es ratificada, ya que se puede utilizar de mejor manera la infraestructura de comunicaciones de la Empresa eléctrica para la implementación de los medidores inteligentes.

### **4.3 RECOMENDACIONES**

Los organismos de regulación y control del servicio eléctrico en el Ecuador deberían comenzar a trabajar en normas que involucren cada una las partes de la cadena de valor del sector eléctrico, para así suplir los cambios que se vienen con la implementación de las redes inteligentes, el primer paso para una efectiva migración tecnológica es la regulación de los contadores inteligentes.

En la planificación de las redes inteligentes, cada una de las partes de la cadena de valor deberían trabajar con recomendaciones internacionales como es el caso de la recomendación IEC 61968, que define las interfaces de los principales elementos de una arquitectura de interfaz para los Sistemas de Gestión de la Distribución (DMS), en este proyecto de tesis se menciona la parte 9 de esta recomendación, la cual está enfocada exclusivamente a los equipos de medición. El objetivo de trabajar con este tipo de recomendaciones, es que las Empresas puedan integrarse con facilidad a las nuevas tecnologías y aprovechar la estandarización de las mismas.

Para tener un control de las pérdidas no técnicas la Empresa debería incluir en su inversión de equipos totalizadores de energía, como por ejemplo los AGInode, en cada una de las estaciones de transformación.

En las zonas que no poseen ningún tipo de infraestructura de comunicaciones, se propone implementar un sistema de radioenlaces que formarán parte de los activos de la Empresa, y que adicionalmente servirán para brindar servicios de valor agregado como internet para los clientes en la zona oriental.

Cuando se ponga en marcha la ejecución del plan piloto, se recomienda primero instalar los gatekeepers, y luego los equipos de medición con la intención de probar la red mesh, en caso que alguno de los medidores no se enlacen a la red, se utilizarían equipos repetidores.

A pesar que la solución EnergyAxis ha sido probada en la ciudad de Guayaquil, comprobando que los equipos son robustos, se recomienda tener por lo menos 2 repetidores y 1 gatekeeper de respaldo en las bodegas de la Empresa.

Se recomienda que a medida que se requiera ir aumentando la cantidad de usuarios con medidores inteligentes, estos se instalen en las zonas más alejadas de la ciudad de Azogues o en las zonas donde los equipos de medición ya hayan cumplido su vida útil.

Para cambios futuros de los equipos de medición, en los presupuestos la Empresa debería considerar los beneficios a largo plazo de los medidores inteligentes, que a pesar de costar 10 veces más que un medidor electrónico estos ofrecen grandes beneficios para suplir las necesidades presentes, y futuras, además con ello la Empresa podría acoplarse fácilmente a las tecnologías emergentes como es el caso de las redes inteligentes.

Finalmente se recomienda a la Empresa Eléctrica Azogues C.A. realizar campañas publicitarias para dar a conocer el proyecto a ejecutarse a la ciudadanía y a las diferentes Empresas de la región, comprometiendo a la ciudadanía en la participación del proyecto, tal es el ejemplo que la Empresa podría vender la solución a la Empresa de agua potable EMAPAL, ya que el sistema EnergyAxis no únicamente trabaja con medidores de electricidad, sino que adicional a ello trabaja con medidores de agua y gas, por lo que la Empresa de agua únicamente tendría que invertir en los equipos de medición y los datos sería procesados por la Empresa eléctrica y entregados a la Empresa de agua potable para su respectiva facturación, logrando controlar así la gran cantidad de pérdidas de agua y bajar los costos en lecturas que actualmente tiene esta Empresa.

---

# ANEXO 1

---

## MODELO DE INFORMACIÓN ESTÁTICA DE LA IEC 61968-9

### General

El modelo de información relevante para la lectura y control de contadores consta de clases que proporcionan una plantilla para los atributos de cada mensaje.

Todas las clases están definidas en detalle en la norma IEC 61970-301.

### Clases para la lectura y el control de contadores

La **Tabla A.1** lista las clases utilizadas dentro de los tipos de mensaje. Por lo general, todos los atributos de estas clases están contenidos dentro de un tipo de mensaje. Las descripciones proporcionadas describen el uso dentro de esta parte.

Las tipos de clases se describen a continuación:

- ✓ "**Activos**" se definen en el paquete de 61968/Activos de la CIM.
- ✓ "**Cliente**" se definen en el paquete de 61968/Cliente de la CIM.
- ✓ "**Medición**" se definen en el paquete 61968/Metering de la CIM.
- ✓ "**Prepago**" se describen en el paquete 61968/Pago de la medición de la CIM.
- ✓ "**Perfil**" son los perfiles contextuales definidos por 61968-9 que describen definiciones de mensajes definidos usando los objetos de la CIM.

Noun	Type	Description
AuxiliaryAccount	Prepayment	Variable and dynamic part of AuxiliaryAgreement, generally representing the current state of the account related to the outstanding balance defined in AuxiliaryAgreement.
AuxiliaryAgreement	Prepayment	An ad-hoc auxiliary account agreement associated with a customer agreement, not part of the customer's account, but typically subject to formal agreement between customer and supplier (utility). Typically this is used to collect revenue owing by the customer for other services or arrears accrued with the utility for other services. It is typically linked to a prepaid token purchase transaction, thus forcing the customer to make a payment towards settlement of the auxiliary account balance whenever he needs to purchase a prepaid token for electricity.  The present status of AuxiliaryAgreement can be defined in the context of the utility's business rules, for example: enabled, disabled, pending, over recovered, under recovered, written off, etc.
AuxiliaryAgreementConfig	Profile	Message profile for AuxiliaryAgreements.
Card	Prepayment	Documentation of the tender when it is a type of card (credit, debit, etc).
Cashier	Prepayment	The operator of the point of sale for the duration of CashierShift. Cashier is under the exclusive management control of Vendor.
CashierShift	Prepayment	The operating shift for a cashier, during which he may transact against the CashierShift, subject to VendorShift being open.
Charge	Prepayment	A charge element associated with other entities such as tariff structures, auxiliary agreements or other charge elements. The total charge amount applicable to this instance of charge is the sum of fixedPortion plus percentagePortion.
Cheque	Prepayment	The actual tender when it is a type of cheque. Cheque reference number (as printed on the cheque) is specified in 'name.'
ComFunction	Metering	Communication function of communication equipment or a device such as a meter.
ComMediaAsset	Assets	Communication media such as fibre optic cable, power-line, telephone, etc.
ConsumptionTariffInterval	Prepayment	One of a sequence of intervals defined in terms of consumption quantity of a service such as electricity, water, gas, etc. It is typically used in association with TariffProfile to define the steps or blocks in a step tariff structure, where startValue simultaneously defines the entry value of this step and the closing value of the previous step. Where consumption is $\geq$ startValue, it falls within this interval and where consumption is $<$ startValue, it falls within the previous interval.
Customer	Customers	Organisation receiving services from ServiceSupplier.
CustomerAccount	Customers	Assignment of a group of products and services purchased by the customer through a CustomerAgreement, used as a mechanism for customer billing and payment. It contains common information from the various types of CustomerAgreements to create Billings (invoices) for a customer and receive payment.
CustomerAccountConfig	Profile	Message profile for CustomerAccounts.
CustomerAgreement	Customers	Agreement between the customer and the ServiceSupplier to pay for service at a specific ServiceLocation. It records certain billing information about the type of service provided at the ServiceLocation and is used during charge creation to determine the type of service.
CustomerAgreementConfig	Profile	Message profile for CustomerAgreements.
CustomerMeterDataSet	Profile	The CustomerMeterDataSet includes one or more CustomerAccounts for one or more ServiceLocations for one or more ServiceDeliveryPoints. TheCustomerMeterDataSet may include one or more EndDeviceGroups.

Noun	Type	Description
DemandResponseProgram	Metering	Demand response program.
DeviceFunction	Metering	Function performed by a device such as a meter, communication equipment, controllers, etc.
ElectricmeteringFunction	Metering	Functionality performed by an electric meter.
EndDeviceAsset	Metering	The EndDeviceAsset is equipment that performs the role of an end device. It may contain functionality such as metrology, communications, load control, connect/disconnect, or other capabilities. It is known as "the meter", "a smart meter", an "advanced meter", "air conditioner", "refrigerator", "pool pump", etc. that a CommModule and/or MeterAsset may monitor and/or control. The asset may be owned by a consumer, a service provider, utility or other party.
EndDeviceAssets	Profile	Message used to convey descriptions of one or more EndDeviceAssets.
EndDeviceControl	Metering	Used to issue commands to EndDeviceAssets such as meters. May be addressed by EndDeviceAsset or by EndDeviceGroup. EndDeviceControls may have control types and parameters.
EndDeviceControls	Profile	Message used to convey one or more EndDeviceControls
EndDeviceEvent	Metering	Used to report events detected by end devices such as meters. Each EndDeviceEvent has an event type and a timestamp.
EndDeviceEvents	Profile	Message used to convey one or more EndDeviceEvents.
EndDeviceFirmware	Profile	Profile for EndDeviceAsset firmware configuration messages.
EndDeviceGroup	Metering	An EndDeviceGroup is used for grouping end devices for a variety of purposes including, but not limited to, load control and other types of demand response. An EndDeviceGroup may belong to another EndDeviceGroup, and an end device may belong to zero or more EndDeviceGroups. In some cases, the group ID is maintained within the end device, but in other cases it can be managed by a metering system.
IntervalBlock	Metering	Time sequence of readings of the same ReadingType. Contained IntervalReadings may need conversion through the application of an offset and a scalar defined in associated pending.
IntervalReading	Metering	Data captured at regular intervals of time. Interval data could be captured as incremental data, absolute data, or relative data. The source for the data is usually a tariff quantity or an engineering quantity. Data is typically captured in time-tagged, uniform, fixed-length intervals of 5 min, 10 min, 15 min, 30 min, or 60 min. NOTE Interval data is sometimes also called "interval data readings" (IDR).
MerchantAccount	Prepayment	The operating account controlled by MerchantAgreement, against which vendor may vend tokens or receipt payments. Transactions via VendorShift debit the account and bank deposits via BankStatement credit the account.
MerchantAgreement	Prepayment	A formal controlling contractual agreement between supplier and merchant, in terms of which merchant is authorised to vend tokens and receipt payments on behalf of supplier. Merchant is accountable to supplier for revenue collected at PointOfSale.
MeterAsset	Metering	The MeterAsset class is used to describe meters. A MeterAsset is a type of EndDevice typically used to measure and potentially monitor a customer load. The EndDeviceAsset class definition should be used as the basis for MeterAsset class.
MeterAssetConfig	Profile	Message profile for MeterAssets configuration messages.
MeterAssetReading	Profile	Profile for manually obtaining MeterReadings for MeterAssets.

MeterReading	Metering	A set of values obtained from the meter. Each MeterReading may have multiple ReadingTypes, and each ReadingType may contain multiple values.
MeterReadings	Profile	Profile for conveying MeterReadings.
Noun	Type	Description
MeterReadSchedule	Profile	A MeterReadSchedule message is used to schedule meter readings.
MeterServiceRequests	Profile	A meter service request is a type of work that can be used for a variety of meter service related activities. These activities would include meter installation, meter change out, customer disconnect/reconnect.
MeterServiceWork	Metering	Work involving meters.
MeterSystemEvents	Profile	Profile for meter system event messages.
Pending	Metering	When present, a scalar conversion that is associated with IntervalBlock and which needs to be applied to every contained IntervalReading value. This conversion results in a new associated ReadingType, reflecting the true dimensions of interval reading values after the conversion.
PointOfSale	Prepayment	Logical point where transactions take place with operational interaction between cashier and the payment system; in certain cases PointOfSale interacts directly with the end customer, in which case cashier might not be a real person: for example a self-service kiosk or over the internet.
ReadingQuality	Metering	Quality of a specific reading value or interval reading value. Note that more than one quality may be applicable to a given reading. Typically not used unless problems or unusual conditions occur (i.e., quality for each reading is assumed to be 'Good' unless stated otherwise in associated ReadingQuality).
ReadingType	Metering	Type of data conveyed by a specific reading.
Receipt	Prepayment	Record of total receipted payment from customer.
ReceiptRecord	Profile	Profile for receipt messages.
ReceiptSummary	Prepayment	Record of detail of receipts pertaining to one shift of operation (one record per 'tenderKind').
Register	Metering	Display for quantity that is metered on an end device such as a meter.
SDPLocation	Metering	Location of an individual service delivery point. For residential or most businesses, it is typically the location of a meter on the customer's premises. For transmission, it is the point(s) of interconnection on the transmission provider's transmission system where capacity and/or energy transmitted by the transmission provider is made available to the receiving party. The point(s) of delivery is specified in the service agreement.
SDPLocationConfig	Profile	Profile for SDPLocation configuration messages.
ServiceCategory	Customers	Category of service provided to the customer.
ServiceCategoryConfig	Profile	Profile for ServiceCategory configuration messages.
ServiceDeliveryPoint	Metering	Logical point on the network where the ownership of the service changes hands. It is one of potentially many service points within a ServiceLocation, delivering service in accordance with a CustomerAgreement. Used at the place where a meter may be installed.
ServiceDeliveryPointConfig	Profile	Profile for ServiceDeliveryPoint configuration messages.
ServiceLocationConfig	Profile	Profile for ServiceLocation configuration messages.
ServiceSupplier	Prepayment	Organisation that provides services to customers.

Shift	Prepayment	<p>Generally referring to a period of operation or work performed. Whether shift is open/closed can be derived from attributes 'activityInterval.start' and 'activityInterval.end'.</p> <p>The grand total for receipts (i.e., cumulative total of all actual receipted amounts during this shift; bankable + non-bankable; excludes rounding error totals) can be derived from Receipt attributes:  = sum(Receipt.receiptAmount) ; includes bankable and non-bankable receipts.</p>
SupplierConfig	Profile	Profile for supplier configuration messages.
Noun	Type	Description
Tariff	Prepayment	Document, approved by the responsible regulatory agency, listing the terms and conditions, including a schedule of prices, under which utility services will be provided. It has a unique number within the state or province. For rate schedules it is frequently allocated by the affiliated public utilities commission.
TariffConfig	Profile	Profile for tariff configuration messages.
TariffProfile	Prepayment	A schedule of charges; structure associated with tariff that allows the definition of complex tariff structures such as step and time of use when used in conjunction with TimeTariffInterval and Charge. Inherited 'status.value' is defined in the context of the utility's business rules, for example: active, inactive, etc.
Tender	Prepayment	<p>Tender is what is "offered" by the customer towards making a payment and is often more than the required payment (hence the need for 'change'). The payment is thus that part of the Tender that goes towards settlement of a particular transaction.</p> <p>Tender is modelled as an aggregation of cheque and card. Both these tender types can exist in a single tender bid thus 'accountHolderName' must exist separately in each of cheque and card as each could have a different account holder name.</p>
TimeTariffInterval	Prepayment	One of a sequence of time intervals defined in terms of real time. It is typically used in association with TariffProfile to define the intervals in a time of use tariff structure, where startDateTime simultaneously determines the starting point of this interval and the ending point of the previous interval.
Transaction	Prepayment	The record of details of payment for service or token sale.
TransactionRecord	Profile	Profile for Transactions messages.
TransactionSummary	Prepayment	The record of detail of payment transactions pertaining to one shift of operation (one record per 'transactionKind').
Transactor	Prepayment	The entity that ultimately executes the transaction and who is in control of the process; typically this is embodied in secure software running on a server that may employ secure hardware encryption devices for secure transaction processing.
Vendor	Prepayment	The entity that owns PointOfSale and contracts with Cashier to receipt payments and vend tokens using the payment system. Vendor has a private contract with and is managed by merchant who is a type of organisation. Vendor is accountable to Merchant for revenue collected, who is in turn accountable to supplier.
VendorShift	Prepayment	The operating shift for a vendor during which he may transact against the merchant's account. It aggregates transactions and receipts during the shift and periodically debits a merchant account. The totals in VendorShift should always = sum of totals aggregated in all cashier shifts that were open under the particular vendor shift.
NOTE The class definitions provided here are for convenience purposes only. The normative definitions are provided by the CIM.		

**Tabla A.1** Clases para la lectura y control de contadores

# ANEXO 2

## CLASES RELACIONADAS CON LA LECTURA Y CONTROL DE CONTADORES DE LA IEC 61968-9

La Tabla A.2 muestra las clases asociadas con la lectura y control del medidor. Los detalles de los atributos de estas clases están definidos en otras partes de la norma IEC 61968.

Related	Reference	Desc
Circuit	Collection Package	Static collection of conducting equipment originating at a main distribution center and supplying one or more secondary distribution centers, one or more branch-circuit distribution centers, or any combination of these two types of equipment. It is the source to the next normally open point.
LoadDataSet	IEC 61968-7	Customer, supply point, or area load data. May include meter records for customers (where regulations allow).
Organisation	IEC 61968-4	This class is used to identify companies or divisions within companies. Organisations might have roles as utilities, contractors, suppliers, manufacturers, etc.
PowerSystemResource	IEC 61970-301	An entity that describes the logical view of a component part of the utility business. PowerSystemResources are further classified as EquipmentContainers e.g. Substations, ConductingEquipment, ProtectionEquipment etc.  Instances of type PowerSystemResource may be related to instances of type asset.
PowerTransformer	IEC 61970-301	An electrical device consisting of two or more coupled windings, with or without a magnetic core, for introducing mutual coupling between electric circuits. Transformers can be used to control voltage and phase shift (MW flow).
ServiceLocation	Core2/Location Package	A Customer ServiceLocation has one or more ServiceDeliveryPoint(s). Meters are related to a ServiceDeliveryPoint. The location may be a point or a polygon depending on the specific circumstances. For distribution, the ServiceLocation is typically the location of the utility customer's premise. Because a customer's premise may have one or more meters, the ServiceDeliveryPoint is used to define the actual conducting equipment that the EndDeviceAsset attaches to at the utility customer's ServiceLocation. For Transmission, it is the point(s) of interconnection on the transmission provider's transmission system where capacity and/or energy transmitted by the transmission provider is made available to the receiving party.
NOTE The class definitions provided here are for convenience purposes only. The normative definitions are provided by the CIM.		

**Tabla A.2** Clases relacionadas con la lectura y control de contadores.

El propósito de esta sección es describir los tipos de mensajes relacionados con la norma IEC 61968-9. Es importante señalar que algunos de estos tipos de mensajes también pueden ser utilizados por otras partes de la norma IEC 61968.

La definición de las estructuras de mensajes claves del pago de demandas son las siguientes:

✓ Customer Meter Data Set	Datos de la configuración del cliente.
✓ Meter Asset	Medidor de activos.
✓ Meter Asset Reading	Lectura del medidor de activos.
✓ EndDeviceControls	Control de los dispositivos finales.
✓ EndDeviceEvents	Eventos de los dispositivos finales.
✓ Meter Readings	Lecturas de los medidores.
✓ Meter Read Schedule	Calendario de lectura del medidor.
✓ Meter Service Request	Requisitos del servicio de medición.
✓ Meter System Events	Eventos del sistema de medición.
✓ End Device Firmware	Firmware del dispositivo final.

Es importante señalar que los casos de uso y los diagramas de secuencia prevista en esta sección son informativos, no hay intenciones en esta norma para estandarizar los procesos de negocio específicos de cada Empresa.

# ANEXO 3

## DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES APLICABLES A LOS MENSAJES DE LA IEC 61968-9

Proposed verbs	Meaning	Message body
CREATE	The CREATE verb is used to submit a request to the master system to create a new document. The master system may in turn publish the new document using the verb CREATED. The master system may also use the verb REPLY to respond to the CREATE request, indicating whether the request has been processed successfully or not.	Header, Payload
UPDATE	The UPDATE verb is used to submit a request to the master system to make a change in the document based on the information in the message. The master system may in turn publish the changed document using the verb UPDATED to notify that the document has been changed since last published. The master system will use the verb REPLY to respond to the UPDATE request, indicating whether the request has been processed successfully or not.	Header, Payload
CHANGE	Synonym for UPDATE	Header, Payload
CANCEL	The CANCEL verb is used to submit a request to the master system to cancel the document. The master system may in turn publish the cancelled message using the verb CANCELED to notify that the document has been cancelled since last published. The master system will use the verb REPLY to respond to the CANCEL request, indicating whether the request has been processed successfully or not. The CANCEL verb is used when the business content of the document is no longer valid due to error(s).	Header, Request mRID(s) for objects specified using Request.ID
CLOSE	The CLOSE verb is used to submit a request to the master system to close the document. The master system may in turn publish the closed message using the verb CLOSED to notify that the document has been closed since last published. The master system will use the verb REPLY to respond to the CLOSE request, indicating whether the request has been processed successfully or not. The CLOSE verb is used when the business document reaches the end of its life cycle due to successful completion of a business process.	Header, Request mRID(s) for objects specified using Request.ID
DELETE	The DELETE verb is used to submit a request to the master system to delete the document. The master system may in turn publish the closed message using the verb DELETED to notify that the document has been deleted since last published. The master system may also use the verb REPLY to respond to the DELETE request, indicating whether the request has been processed successfully or not. The DELETE verb is used when the business document should no longer be kept in the integrated systems either due to error(s) or due to archiving needs.	Header, Request mRID(s) for objects specified using Request.ID

GET	The GET verb is used to submit a query request to the master system to get the current data for a given document reference code or a set of	Header, Request Variety of options to qualify request
-----	---	--

Proposed verbs	Meaning	Message body
	documents. The master system will use the verb REPLY to respond to the GET request.	using request elements
CREATED	The CREATED verb is used to publish the creation of a document as a result of either an external request or an internal action within the master system of that document. This is the first time that data for this document reference code has been published as the result of internal or external request; in which case, it would use the same document reference as the CREATE message. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates. There is no need to reply to this message type.	Header, Payload
UPDATED	The UPDATED verb is used to publish events related to the change of a document as a result of either an external request or an internal action within the master system of that document. This could be a generic change in the content of the document or a specific status change such as “approved”, “issued” etc. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates. There is no need to reply to this message type.	Header, Payload
CHANGED	Treat as a synonym with UPDATED	Header, Payload
CLOSED	The CLOSED verb is used to publish events related to the normal closure of a document as a result of either an external request or an internal action within the master system of that document. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates.  There is no need to reply to this message type.	Header, Payload
CANCELED	The CANCELED verb is used to publish the cancellation of a document as a result of either an external request or an internal action within the master system of that document. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates.  There is no need to reply to this message type.	Header, Payload
DELETED	The DELETED verb is used to publish the deletion of a document as a result of either an external request or an internal action within the master system of that document. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates.  There is no need to reply to this message type.	Header, Payload
SHOW	Synonym to REPLY, may be deprecated.	Header, Reply, Payload

REPLY	The REPLY verb is used to return the processing result of a request for a CREATE, UPDATE, DELETE, CANCEL or CLOSE.	Header, Reply, Payload (optional)  Where a payload would be supplied in a response to a GET request (unless there were errors), it would not be returned for UPDATE, CANCEL, CLOSE or DELETE
-------	--	--

Proposed verbs	Meaning	Message body
		requests.
SUBSCRIBE	The SUBSCRIBE verb is used to indicate a subscription for a type of information identified by the noun. This is realized within the integration infrastructure (e.g. JMS).	Not implemented as an application- level message
UNSUBSCRIBE	The UNSUBSCRIBE verb is used to indicate the termination of a subscription for a type of information identified by the noun. This is realized within the integration infrastructure (e.g. JMS).	Not implemented as an application- level message

**Tabla A.3** Descripción de las operaciones y tipos de mensajes.

# ANEXO 4

## FORMATO DE MENSAJES SEGÚN LA NORMA IEC 61968-9

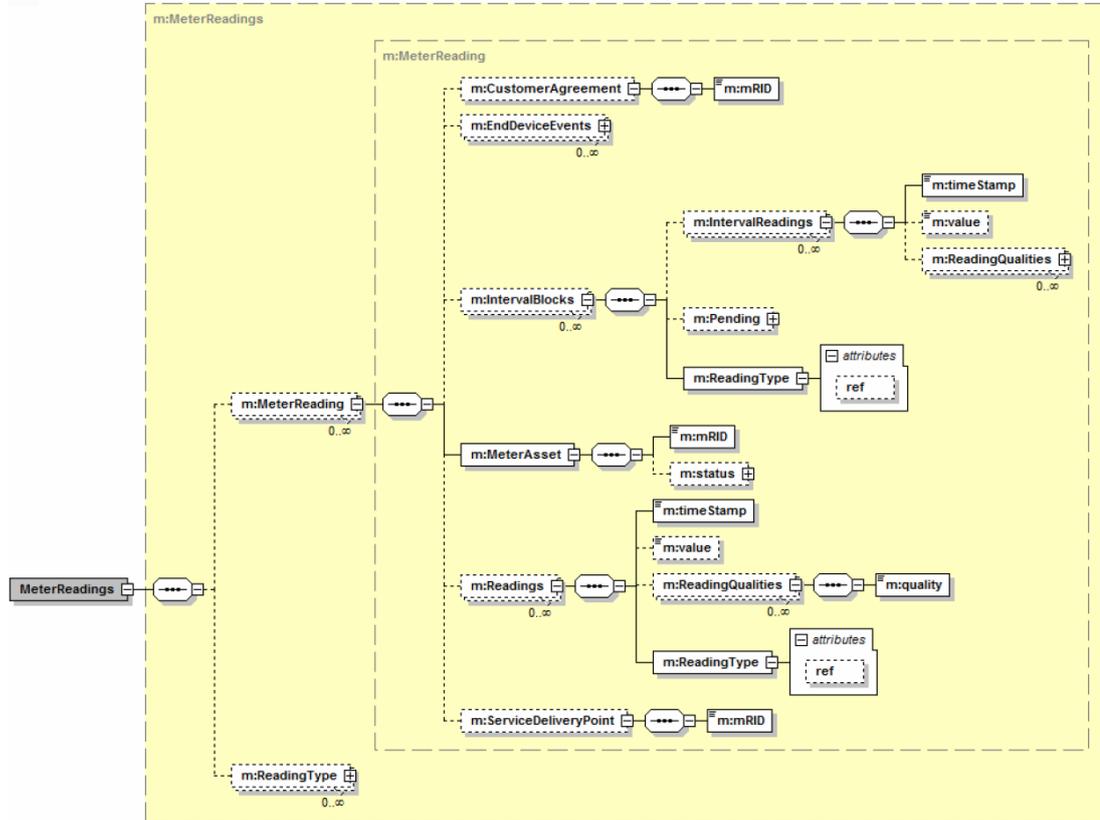


Figura A4.1 Formato de mensajes planteada para toma de lecturas en la Empresa Eléctrica Azogues.

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<m:MeterReadings xsi:schemaLocation="http://iec.ch/TC57/2009/MeterReadings# MeterReadings.xsd"
xmlns:m="http://iec.ch/TC57/2007/MeterReadings#" xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-
instance">
<m:MeterReading>
  <m:CustomerAgreement>
    <m:mRID>35437383</m:mRID>
  </m:CustomerAgreement>
  <m:EndDeviceEvents>
    <m:mRID>47474</m:mRID>
    <m:category>6.6.1.47.1</m:category>
    <m:createdDateTime>2009-12-17T09:37:53.0Z</m:createdDateTime>
  </m:EndDeviceEvents>
  <m:IntervalBlocks>
    <m:IntervalReadings>
      <m:timestamp>2009-12-17T09:30:47.0Z</m:timestamp>
      <m:value>25.44</m:value>
    </m:IntervalReadings>
    <m:IntervalReadings>
      <m:timestamp>2009-12-17T09:45:47.0Z</m:timestamp>
      <m:value>37.57</m:value>
    </m:IntervalReadings>
    <m:IntervalReadings>
      <m:timestamp>2009-12-17T10:00:47.0Z</m:timestamp>
    </m:IntervalReadings>
  </m:IntervalBlocks>
  <m:Pending>
  </m:Pending>
  <m:ReadingType>
    <attributes>
    </attributes>
    <ref>
    </ref>
  </m:ReadingType>
  <m:MeterAsset>
    <m:mRID>
    </m:mRID>
    <m:status>
    </m:status>
    <m:timestamp>
    </m:timestamp>
  </m:MeterAsset>
  <m:Readings>
    <m:mRID>
    </m:mRID>
    <m:timestamp>
    </m:timestamp>
    <m:value>
    </m:value>
    <m:ReadingQualities>
      <m:quality>
      </m:quality>
    </m:ReadingQualities>
    <m:ReadingType>
      <attributes>
      </attributes>
      <ref>
      </ref>
    </m:ReadingType>
  </m:Readings>
  <m:ServiceDeliveryPoint>
    <m:mRID>
    </m:mRID>
  </m:ServiceDeliveryPoint>
</m:MeterReading>
</m:MeterReadings>

```

```

        <m:value>23.41</m:value>
        <m:ReadingType ref="2.6.7.1.0.12.0.0.0.3.72"/>
    </m:IntervalBlocks>
    <m:MeterAsset>
        <m:mRID>6468822</m:mRID>
        <m:status>
            <m:value>OK</m:value>
        </m:status>
    </m:MeterAsset>
    <m:Readings>
        <m:timeStamp>2009-12-17T09:30:47.0Z</m:timeStamp>
        <m:value>3.14159E0</m:value>
        <m:ReadingType ref="0.0.1.0.2.13.2.0.0.0.111"/>
    </m:Readings>
    <m:Readings>
        <m:timeStamp>2009-12-17T09:30:47.0Z</m:timeStamp>
        <m:value>83837733</m:value>
        <m:ReadingQualities>
            <m:quality>2.5.256</m:quality>
        </m:ReadingQualities>
        <m:ReadingType ref="0.0.1.20.0.12.0.0.0.3.72"/>
    </m:Readings>
    <m:ServiceDeliveryPoint>
        <m:mRID>847647647</m:mRID>
    </m:ServiceDeliveryPoint>
</m:MeterReading>
<m:ReadingType>
    <m:mRID>2.6.7.1.0.12.0.0.0.3.72</m:mRID>
    <m:aliasName>15-minute Incremental IntervalData Forward Energy (kWh)</m:aliasName>
    <m:unit>kWh</m:unit>
</m:ReadingType>
<m:ReadingType>
    <m:mRID>0.0.1.0.2.13.2.0.0.0.111</m:mRID>
    <m:aliasName>BulkQuantity LoadInterrupt n0 (Count)</m:aliasName>
    <m:unit>count</m:unit>
</m:ReadingType>
<m:ReadingType>
    <m:mRID>0.0.1.20.0.12.0.0.0.3.72</m:mRID>
    <m:aliasName>BulkQuantity Total Energy (kWh)</m:aliasName>
    <m:unit>kWh</m:unit>
</m:ReadingType>
</m:MeterReadings>

```

# ANEXO 5

## CATÁLOGOS DE LOS EQUIPOS ENERGYAXIS

### A3 ALPHA® meter



In support of open architecture standards, the A3 ALPHA meter fully supports ANSI C12.18, C12.19, and C12.21.

#### Interval data recording and self reads

The main circuit board has nonvolatile memory for storing profile, data logs, and self read data. Recording options include interval profiles of instrumentation data and up to 15 self reads. If extensive profile recording is required, an extended memory option board can be easily added to increase total memory by 1 MB.

When optional instrumentation profiling is enabled, the meter stores 2 separate sets of instrumentation data. Each data set has an independent interval length and up to 16 channels. With instrumentation profiling, each meter becomes a powerful data collection tool to monitor data and diagnose problems without installing expensive temporary monitoring equipment. One of over 50 instrumentation quantities can be assigned to each channel, and the storage algorithm for each channel can be independently selected. Four storage algorithms are available:

- minimum value per interval
- maximum value per interval
- average value per interval
- end of interval snapshot

#### Revenue metering

The A3 ALPHA meter is a very accurate revenue meter (0.2 accuracy Class). Existing ALPHA meter users will find the basic A3 ALPHA meter types familiar. The meter provides advanced four quadrant revenue functions, transformer and line loss compensation, and increased data profiling without adding hardware option boards.

Meter type	Measured quantities
A3D	1 (watthours only)
A3T	1 (watthours only)
A3K, A3R, A3Q	2 (user selectable)
A3KA, A3RA A3QA	6 (user selectable)

Each measured quantity is stored in nonvolatile memory and includes energy, demand, and TOU data. Note. TOU data is not available for A3D.

#### Power quality monitoring

PQM provides continuous service condition monitoring 24 hours a day. PQM looks for exceptions to user-defined thresholds for items such as voltage, current, and total harmonic distortion. Each of the 12 PQM tests can be configured to control relay activation, LCD warning, date/time stamp log entry, and even an automatic telephone call to report the condition.

[www.elster.com](http://www.elster.com)



Elster's A3 ALPHA meter builds on the strengths of the ALPHA meter design. The patented digital measurement techniques offer high accuracy, repeatability, and low ownership costs.

### A communication enabler

Data can be retrieved using the standard optical communications port. Additional communications interfaces are available for A3 ALPHA meters as a simple add-on option board:

- 2400 bps internal telephone modem with outage reporting capabilities
- RS-232
- RS-485
- external serial interface
- 20 mA current loop
- internal LAN controller (ILCI)
- internal LAN node (ILNI)
- Itron 50ESS ERT®
- Aclara TWACS UMT-C-A3 transponder

Communications interfaces can be combined with alarming options in the A3 ALPHA meter to permit immediate notification of critical events.

The relay option boards of all existing ALPHA meters are compatible with the A3 ALPHA meter. When relay option boards are used with the A3 ALPHA meter, the relay functions are fully programmable.

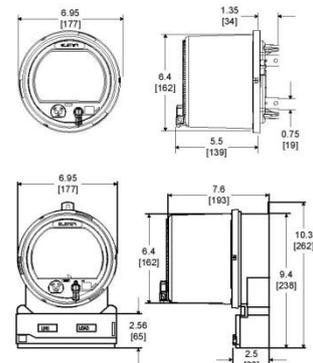
### AnyPhase™ power supply

With the optional AnyPhase power supply installed, the A3 ALPHA meter is powered from all wires of the electrical service. If one or more service wires are disconnected, the meter is automatically powered from any two service wires including line-to-line or line-to-neutral.

<b>Maximum voltage</b>	Continuous 528 VAC (AnyPhase option: L-L or L-N)
<b>Maximum current</b>	Continuous at Class amperes; temporary (1 second) at 200 % of meter maximum current
<b>Surge voltage withstand</b>	ANSI C37.90.1 Oscillatory 2.5 kV, 2500 strikes
	Fast transient 5 kV, 2500 strikes
	ANSI C62.41 6 kV at 1.2/50 $\mu$ s, 10 strikes
	IEC 61000-4-4 4 kV, 2.5 kHz repetitive burst for 1 minute
	ANSI C12.1 Insulation 2.5 kV, 60 Hz for 1 minute
<b>Voltage range</b>	Nameplate nominal range 120 V to 480 V
	Operating range 96 V to 528 V
<b>Current range</b>	0 to Class amperes
<b>Frequency range</b>	Nominal 50 Hz or 60 Hz $\pm$ 5 %
<b>Temperature range</b>	-40 °C to +85 °C inside the meter cover
<b>Humidity range</b>	0 % to 100 % noncondensing
<b>Power supply burden</b>	Less than 4 W
<b>Per phase current burden</b>	0.1 milliohms typical at 25 °C
<b>Per phase voltage burden</b>	0.008 W at 120 V; 0.03 W at 240 V; 0.04 W at 480 V
<b>Accuracy</b>	Meets ANSI C12.20 accuracy for accuracy Class 0.2 %
<b>Starting current</b>	Forms 1S and 3S
	10 mA for Class 20
	100 mA for Class 200
	160 mA for Class 320
	All other forms
	5 mA for Class 20
	50 mA for Class 200
	80 mA for Class 320
<b>Primary time base</b>	Power line frequency (50 Hz or 60 Hz) with selectable crystal oscillator
<b>Secondary time base</b>	Meets the ANSI limit of 0.02 % using the 32,768 kHz crystal. Initial performance is expected to be equal to or better than $\pm$ 55 seconds per month at room temperature.
<b>Outage carryover capacity</b>	6 hours at 25 °C. Super capacitor rated at 0.1 Farads, 5.5 V.
<b>Communication rates</b>	Optical port: 300 to 28,800 bps; Remote port: 1200 to 19,200 bps
<b>ANSI standards</b>	C12.1; C12.10; C12.18; C12.19; C12.20; C12.21

### About Elster Group

A world leader in advanced metering infrastructure, integrated metering, and utilization solutions to the gas, electricity and water industries, Elster's systems and solutions reflect over 170 years of knowledge and experience in measuring precious resources and energy. Elster provides solutions and advanced technologies to help utilities more easily, efficiently and reliably obtain and use advanced metering intelligence to improve customer service, enhance operational efficiency, and increase customer benefits. Elster's AMI solutions enable utilities to cost-effectively deliver, manage, and conserve the life-essential resources of gas, electricity, and water. Elster has over 7500 staff and operations in 38 countries in North and South America, Europe, and Asia.



Dimensions in inches [millimeters]. For reference only.

Elster  
208 S Rogers Lane  
Raleigh, NC 27610-2144  
United States  
T +1 800 338 5251 (US toll free)  
T +1 905 634 4895 (Canada)  
F +1 919 212 4801

www.elster.com

© 2008 by Elster. All rights reserved.

Information contained herein is subject to change without notice. Product specifications may change. Contact your Elster representative for the most current product information. Printed in the United States.

20080402



# Medidor AMI gREX®

Con más de 1 millón de medidores inteligentes vendidos y más de un siglo de experiencia, Elster entiende los requerimientos de las compañías de servicio.

## Detección de interrupciones y restablecimiento del servicio

El medidor gREX ofrece a las compañías de servicio la información necesaria para la administración de interrupciones y restablecimientos de energía, permitiendo a estas identificar rápidamente este tipo de fallas. Las compañías reciben además, mensajes para validar que la energía ha sido restablecida en cada cliente.

El medidor gREX también ofrece la siguiente información que puede ser usada para calcular índices de interrupciones:

- Número total de interrupciones momentáneas, donde la definición de momentánea versus sostenida es configurable.
- Número total y tiempo acumulado de interrupciones sostenidas.

## Capacidad de desconexión opcional

Al instalar el medidor gREX con el interruptor de desconexión, opcional, las compañías de servicio pueden reducir o eliminar la necesidad de enviar personal al campo para conectar y desconectar el servicio eléctrico. Adicionalmente el medidor gREX puede ser programado para desconectar la energía cuando la demanda supere un límite previamente programado y restablecer posteriormente la energía después de unos minutos.

## Relé de control de demanda, opcional

Las compañías de servicio pueden controlar el consumo de sus clientes utilizando el relé de control de demanda, opcional. El relé de control de demanda puede ser activado de las siguientes maneras:

- De forma programada basado en el calendario del medidor.
- A pedido enviando comandos a través de la red EnergyAxis®.

El relé de control de demanda está disponible en versiones de 2 A y 32 A.

## Gabinete pequeño

El medidor gREX posee un tamaño pequeño permitiendo su instalación en cualquier espacio físico.

- Los problemas de instalación son minimizados.
- El gREX cumple con el típico formato IEC.
- El gREX también cumple con el Standard ANSI C12.20 y puede ser utilizado en instalaciones ANSI con fijación inferior.

## Acerca del Grupo Elster

Elster es un líder mundial en infraestructura avanzada de medición (AMI), medición integrada y soluciones para las empresas comercializadoras de gas, electricidad y agua. Los sistemas y soluciones de Elster reflejan más de 170 años de conocimiento y experiencia en la medición de recursos preciados. Elster provee soluciones y tecnologías avanzadas para ayudar a las empresas comercializadoras de servicios para que en forma más fácil, eficiente y confiable obtengan y utilicen inteligencia avanzada de medición para mejorar el servicio al cliente, mejorar la eficiencia operacional e incrementar beneficios al cliente final.

Las soluciones AMI de Elster permiten a las empresas comercializadoras de servicios el despacho, la administración y la conservación de recursos esenciales para la vida como el gas, la electricidad y el agua en forma efectiva.

## Datos Técnicos

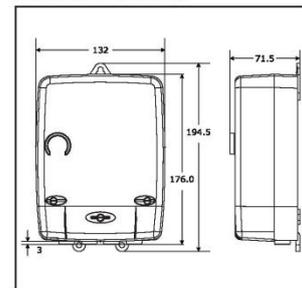
### Rangos de Operación

Voltaje	
1 fase 2 hilos	120 VAC ± 20% o 240 VAC ± 20%
1 fase 3 hilos	
Corriente	5 (100) A (con o sin relé de corte) 5 (120) A (con o sin relé de corte)
Frecuencia	Nominal 50 Hz o 60 Hz ±5%
Temperatura	-40° C a +55° C (ambiente) -40° C a +85° C (en la electrónica)
Humedad	0 % a 100 % sin condensación
Ensayos ambientales	IP 54

### Característica de Operación

Corriente de arranque	20 mA a I = 5 A
Retraso de encendido	Menor de 5 segundos
Deslizamiento 0.000A	No mas de un pulso medido por parámetro conforme a la norma IEC 62053-21 (sin corriente)
Base primaria de tiempo	El tiempo relativo es mantenido por un cristal; el tiempo real se provee por la red
Frecuencia de comunicación	Porciones de las frecuencias de 902 MHz a 928 MHz
Velocidad de comunicación	17,600 bps (Radio 900 MHz)
Cumple Normas IEC	IEC 62052-11, IEC 62052-21, IEC 62053-21
Cumple Normas	ANSI C12.19, ANSI C12.22, AS/NZS 4268, NMI M6

## Dimensiones (en mm)



Elster Medidores S.A. - Galileo La Rioja S.A.  
J. I. Rucci 1051 - (B1822CJU) - Valentín Alsina  
Pcia. de Buenos Aires - Argentina  
Tel.: 54 11 4229-5600 - Fax: 54 11 4229-5656  
E-mail: elster.medidores@ar.elster.com  
www.elstermetering.com

## Medidor REX2-EA™ de EnergyAxis®

El conjunto robusto de funciones y la arquitectura flexible del medidor REX2-EA proporciona una base sólida para la implementación de las redes inteligentes del futuro.



### Excelencia Residencial

El medidor REX2-EA agrega a la familia de medidores REX muchas mejoras diseñadas para soportar iniciativas de nuevas necesidades en redes inteligentes.

Los Medidores REX2 incluyen una memoria mejorada, mayor seguridad, actualización remota y capacidades adicionales para apoyar las necesidades de redes inteligentes, tales como cortes de suministro y monitoreo del voltaje.

Desarrollado con la tecnología y la flexibilidad de comunicaciones en mente, la Plataforma REX2 es tanto un punto de medición inteligente como una puerta de enlace al hogar, soportando comunicaciones ZigBee tanto de 900 MHz como de 2.4 GHz. También proporciona un marco de arquitectura abierta para la innovación tecnológica de terceros, apoyando la Iniciativa de las redes de Infraestructura Avanzada.

### Óptima Funcionalidad

•Comunicación de 2 vías usando tecnología de Radio Frecuencia de 900 MHz FHSS EnergyAxis, proporcionando la combinación ideal de velocidad, penetración y potencia de Radio Frecuencia.

•Soporte para lectura de datos a solicitud en instrumentación, energía, demanda y estatus.

•2 cantidades configurables de medición que soportan medición bidireccional, ideal para la medición neta de energía y aplicaciones de cogeneración.

•3 cantidades de demanda en bloque para intervalos de 5, 15, 30, o 60 minutos, incluyendo restablecimiento de demanda remota y limitador de demanda.

•Soporte de hasta 4 períodos y 4 estaciones de tarifa horaria para energía y demanda con nivel crítico para fijación de precios.

•2 canales de perfil de intervalos de datos, con energía instantánea de Fin de Intervalo para una validación de datos mejorada.

•Flexibilidad para soporte de dispositivos integrados o por medio de módulos de comunicación para mediciones de agua, gas y de terceros.

•Tecnología avanzada de detección de robo de energía y manipulación de la medición.

•Amplia gama de estados, advertencias y notificación de condiciones de error a través de la red.

•Capacidad de actualización futura de medición de reactivos, demanda rolada, y otros mejoras en las funcionalidades.

•Seguridad avanzada con 128-bit de encriptado AES.

•Soporta la medición y la red de comunicaciones para nomas incluyendo ANSI C12.19 y C12.22

•Memoria no volátil para 1.000.000 ciclos de escritura, asegurando la integridad de los datos durante la vida del medidor.

[www.elster.com](http://www.elster.com)



Construido sobre el diseño del medidor REX con una mejor tecnología y flexibilidad de comunicaciones, la plataforma de medición del REX2 proporciona una combinación óptima de innovación a prueba del futuro, con experiencia mundial real de campo.

### Interruptor interno para corte de suministro.

Los medidores REX2 tienen como opción un interruptor integrado para corte de suministro hasta de 200 A. Basado en experiencias de campo, el interruptor interno de corte de suministro del medidor REX2 ha sido optimizado al ofrecerlo con contactos de baja resistencia que incrementan la vida de este, el medidor REX2 con interruptor interno de corte es idéntico en el exterior a los medidores sin interruptor, protegiendo así de las preocupaciones de los consumidores acerca de la implementación de este tipo de programas. El medidor REX2 soporta el limitador de demanda avanzado y el bloqueo de funcionalidad, adicionalmente el interruptor interno para corte de suministro solo puede ser operado por personal autorizado de la empresa a través de la red o localmente en el medidor.

### Actualizaciones vía Aire.

Haciendo uso de código de arquitectura de gestión probada, la tecnología REX2 permite actualización remota de medidores y el propio firmware de comunicaciones, al mismo tiempo garantiza la funcionalidad de la red permaneciendo esta intacta, sin pérdida de datos de medición.

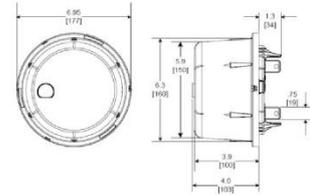
La capacidad de actualización remota del firmware protege su inversión en la Infraestructura avanzada de medición y permite cumplir con los futuros requisitos de la red inteligente, sin la preocupación de la obsolescencia en la tecnología. Además de la capacidad de actualización remota de firmware, el medidor también soporta configuraciones remotas de muchos parámetros de medición.

### Funcionalidad en Interrupción y Restablecimiento.

El medidor REX2 proporciona soporte avanzado para interrupciones y restablecimiento del suministro, mejorando la capacidad de la empresa para identificar rápidamente el alcance de las interrupciones y adicionalmente recibir avisos de restablecimiento para validar que el voltaje ha sido restaurado en cada punto. La información necesaria para determinar el importante índice de interrupción también está disponible.

Se incluyen las siguientes características:

- Número de interrupciones momentáneas o sostenidas
- Tiempo acumulado total de interrupciones sostenidas
- Tiempo de interrupciones con estampa de fecha y hora.
- Notificación de Interrupción por Alerta de manipulación.
- Notificación de calidad de restablecimiento con Voltaje del servicio.



Dimensiones aproximadas en pulgadas (milímetros). Solo para Referencia.

### Especificaciones del Medidor

#### Rangos de Operación

Voltaje	Rango Nominal dato de Placa	Rango de Operación
Forma 1S y Forma 12S	120 V 1F1E2H y 2F2E3H	96 V a 144 V
Forma 2S	240 V 1F1E3H	192 V a 288 V
	120 V	96 V a 144 V
Forma 3S y 4S	240 V	192 V a 288 V

Corriente 0 a máximo valor de corriente de clase

Frecuencia Nominal 60 Hz ±5%

Rango de Temperatura -40 °C a +85 °C bajo la cubierta

Rango de Humedad 0 % a 100% sin condensación

#### Características de Operación General

Corriente de Arranque	Forma 1S, 2S y 12S	100mA para Clase 200 160mA para Clase 320
	Forma 3S y 4S	10mA para Clase 20
Deslizamiento 0.000A (sin corriente)	No mas de un pulso medido por parámetro conforme a la norma ANSI C12.1	
Burden (Carga)	Menos de 1.5 W	
Base primaria de tiempo	El tiempo relativo es mantenido por un cristal; el tiempo real se provee por la red EnergyAxis	
Frecuencia de comunicación	902 MHz a 928 MHz (No requiere licencia)	
Otros	Cubierta de Policarbonato	

**Ester**  
208 S Rogers Lane  
Raleigh, NC 27610-2144  
United States

T + 1 800 338 5251 (US toll free)  
T + 1 905 634-4895 (Canada)  
F +1 919 212 4801

support@us.ester.com  
www.ester.com

©2008 by Ester. All rights reserved.

## EnergyAxis® Gatekeeper



With an open network architecture and using a wide range of public and private communications networks, the EA\_Gatekeeper is an ideal data collection solution for commercial, industrial, and residential smart metering as well as the smart grid.

Unparalleled flexibility, multiple deployment options coupled with a choice of meter or non-meter platforms make the EA\_Gatekeeper a key part of Elster's market-leading system deployed for advanced smart grid and smart meter communications. The EA\_Gatekeeper is the intelligent interface between the EnergyAxis Management System (EA\_MS) and the EnergyAxis local area network (EA\_LAN) which may include electric, water and gas endpoints, as well as smart grid sensing and control devices.

The EA\_Gatekeeper communications module provides security, storage for the collected consumption and network data, the 900 MHz communications for the local area network (LAN) and multiple options for communication interfaces to wide area networks (WAN). In addition, distributed intelligence enables the gatekeeper to enhance network performance by setting and managing message priorities as well as filtering redundant and low priority messages.

The EA\_Gatekeeper comes in two platforms:

- an A3 ALPHA® electricity meter with the EA\_Gatekeeper module under the glass
- an EA\_Gatekeeper in a ruggedized enclosure

To provide greater network design flexibility, the EA\_Gatekeeper also comes in a variety of power options and meter forms:

- enclosure with AC power
- enclosure with AC and battery power
- enclosure with solar power
- S-based electricity meter
- A-based electricity meter

Each gatekeeper manages a network of up to 2048 network elements by performing the following functions:

- optimizing communication routes to each service element based on communication performance and other dynamic factors
- designating certain devices as repeaters
- transmitting time synchronization signals to two-way EA\_LAN network interface cards (NICs)
- collecting and storing consumption and interval data in nonvolatile memory
- providing smart meter and smart grid data to EA\_MS

The gatekeeper also enables the EnergyAxis System to transmit commands to two-way network elements and return confirmation that the commands have

[www.elster.com](http://www.elster.com)



The EnergyAxis Gatekeeper delivers intelligent and highly effective management of the EA\_LAN while giving the utility extensive tools to support value-added services.

been performed. For example, the EnergyAxis user is able to remotely disconnect or reconnect electric accounts, perform on-request reads, download new firmware, and diagnose smart service elements for possible tampering.

#### Deployment flexibility

Unlike other systems that offer only one type of collector or concentrator, EnergyAxis offers the choice of meter based or non-meter network gatekeepers along with an extensive range of powering and WAN connectivity options. EA\_Gatekeepers are designed for easy mounting at a variety of locations such as a meter box, transformer, pole, tower, or building.

EA\_Gatekeepers are designed for single or multi-service deployments and can be used in gas or water only service areas as well as electricity and combined electricity, water and/or gas service areas. For electricity service areas, electric-meter based gatekeepers using A3 ALPHA meters equipped with the EA\_Gatekeeper module offer a convenient method of building a mesh network with deployment being as simple as installing a meter.

Utilities can select the gatekeeper style and options that meet the requirements for their geographies and their communications infrastructure.

#### WAN options

The EA\_Gatekeeper is an open-architecture component able to work with a variety of public and private communication networks. EnergyAxis can be deployed using any one or a mixture of WAN solutions including PSTN, 1xRTT, GPRS, ADSL, satellite, fiber, WiFi, Ethernet, and private RF. This flexibility allows utilities to deploy systems with confidence that they can migrate to new and emerging WAN solutions as their networks evolve.

#### Robust network operations

EA\_Gatekeepers provide support for electricity utility outage and restoration management and continued electric, gas, and water meter data collection even when power is lost. If a power failure occurs at the gatekeeper site, an optional backup battery enables the device to function within the mesh network to communicate with network elements. The EA\_LAN reroutes communications around sites that lose power, thereby avoiding data collection disruptions from single points of failure that can affect tower-based systems. Elster smart meters provide a last-gasp notification further enhancing the utility's visibility of outages.

Unparalleled flexibility, multiple deployment options coupled with a choice of meter or non-meter platforms make the EA\_Gatekeeper the best choice in advanced smart-grid and smart-meter communications for utilities.

#### About Elster Group

Elster, a global leader in smart metering and smart grid solutions has delivered over 2.5 million smart metering devices worldwide with systems located in North America, Europe, Central America, Australia, New Zealand and the Caribbean. Elster smart metering system solutions provide utilities with energy conservation capabilities via demand response programs, smart grid applications, and operational efficiencies resulting in significant value creation across the utility enterprise. Elster has over 7500 staff and operates globally in North America, South America, Europe, Africa, Middle East, and Asia.

Elster  
208 S Rogers Lane  
Raleigh, NC 27610-2144  
United States  
T +1 800 338 5251 (US toll free)  
T +1 905 634 4895 (Canada)  
F +1 919 250 4801

[www.elster.com](http://www.elster.com)

© 2009 by Elster. All rights reserved.

Information contained herein is subject to change without notice. Product specifications may change. Contact your Elster representative for the most current product information. Printed in the United States.

D542-1002A

---

# GLOSARIO DE TÉRMINOS

---

## GLOSARIO DE TÉRMINOS CAPITULO 1

ADC	Analog-To-Digital Converter	Convertidor Analógico Digital.
DM	Data Management	Administrador De Datos.
VAR		Compensación De Potencia Reactiva.
AVC	Automatic Voltage Control	Control Automático De Voltaje.
FPGA	Field-Programmable Gatearray	Dispositivo Semiconductor Que Posee Bloques Lógicos Interconectados Para Que Puedan Ser Programados.
PGA	Programmable Gain Amplifier	Es Un Amplificador De Ganancia Programable.
AMI	Advanced Metering Infrastructure	Infraestructura Avanzada De Medición.
AMR	Automatic Meter Reading	Lectura Automática De Medidores.
PMUS	Phasor Measurement Unit	Medición Fasorial Sincronizada
MCU	Microcontroller	Microcontrolador.
DSP	Digital Signal Processor	Procesador Digital De Señales.
HAN	Home Area Networking	Red De Área Doméstica.
RTC	Real Time Clock	Reloj De Tiempo Real
GPRS	General Packet Radio Service	Servicio General De Paquetes Vía Radio
FACTS	Flexible Ac Transmission Systems	Sistemas Flexibles De Transmisión De Corriente Alterna.
TICS	Information And Communication Technology	Tecnologías De La Información Y Las Comunicaciones.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS DEL CAPITULO 2

AM	Asset Management	Gestión de activos
AMR	Automated Meter Reading	Lectura de medición automática
AMI	Advanced Metering Infrastructure	Infraestructura de medición avanzada
CIM	Common Information Model	Modelo de información común
CIS	Customer Information System	Sistema de información del consumidor
COSEM	Companion Specification for Energy Metering	Especificaciones para la medición de energía
DLMS UA	Device Language Message Specification User Association	
DMS	Distribution Management System	Sistema de gestión de la distribución
IDR	Interval Data Recorder	Registrador de intervalos de datos
IEC	International Electrotechnical Commission	Comisión Internacional de Electricidad
LC	Load Control	Control de la carga
LMS	Load Management System	Sistema de gestión de carga
MAM	Meter Asset Management	Sistema de medición de gestión de activos
MDM	Meter Data Management	Gestión de los datos medidos
MM	Meter Maintenance	Mantenimiento de Medidor
MR	Meter Reading	Lectura de Medidor
MS	Metering System	Sistema de medición
NO	Network Operations	Operación de la red
OMS	Outage Management System	Sistema de gestión de interrupciones
POS	Point Of Sale	Puntos de venta
RF	Radio Frequency	Radio frecuencia
VEE	Validating, Editing, and Estimating	Validación, edición y estimación
WM	Work Management	Gestión del trabajo

### GLOSARIO DE TÉRMINOS DEL CAPITULO 3

**Categoría Residencial:** Servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los Consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar. También se incluye a los Consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

**Categoría General:** Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial; básicamente comprende, el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria. Los Distribuidores tienen la obligación de mantener en sus bases de datos una clasificación adicional para identificar a los consumidores Comerciales e Industriales con el propósito de la recaudación destinada al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM.

**Consumidor:** Persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Generador o Distribuidor, dentro del área de concesión. Incluye al Consumidor Final y al Gran Consumidor.

**Consumidor Comercial:** Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

**Consumidor Industrial:** Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

**Curva de Carga Representativa:** Es la curva que caracteriza las demandas de un Consumidor típico de un sector de consumo identificado en la estructura tarifaria.

**Demanda:** Es la carga promedio consumida por el cliente en el intervalo de tiempo de 15 minutos.

**Demanda máxima:** Es la mayor demanda que ha ocurrido durante un período especificado de tiempo (UN MES según el pliego tarifario).

**Demanda Máxima Coincidente:** Es el valor promedio más alto de la carga integrada en un mismo intervalo de tiempo.

**Punto de Entrega:** Se entenderá como tal el lado de la carga del Sistema de Medición, es decir, los terminales de carga del medidor en los Sistemas de Medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente en los Sistemas de Medición indirecta o semi-indirecta, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de tensión.

**Sistema de Medición:** Son los componentes (aparatos) necesarios para la medición o registro de energía activa y reactiva, demandas máximas u otros parámetros involucrados en el Servicio. Incluyen las cajas y accesorios de sujeción, protección física de la acometida y del medidor, cables de conexión y equipos de protección, transformadores de instrumentos y equipo de control horario.

**Carga:** es la potencia eléctrica activa o aparente consumida o absorbida por una máquina o una red.

**Carga instalada (conectada):** es la suma de potencias nominales de los equipos eléctricos con los que cuenta el cliente.

**Carga fluctuante:** es la potencia activa o aparente que origina demandas intermitentes de energía eléctrica.

---

# BIBLIOGRAFÍA

---

[1] **Gilberto LÓPEZ**, “Infraestructura de medición avanzada AMI en las redes inteligentes”, Recuperado el 01 de Agosto del 2011:

<http://www.slideshare.net/FiiDEM/infraestructura-de-medicin-avanzada-ami-en-las-redes-inteligentes>

[2] **LARA Rosemary, MAZA Rogelio**, “*Gestión Basada en procesos caso CNEL*” *XXV SEMINARIO NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO Esmeraldas, 26–28 mayo de 2010*, Recuperado el 08 de Agosto del 2011:

[http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/1044/1/GESTION%20POR%20PROCESOS%20\\_CNEL.pdf](http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/1044/1/GESTION%20POR%20PROCESOS%20_CNEL.pdf)

[3] **CELEC.** (2012). [www.celec.com.ec](http://www.celec.com.ec). Recuperado el 03 de 06 de 2012, de [http://www.celec.com.ec/index.php?option=com\\_content&view=article&id=91&Itemid=269&lang=es](http://www.celec.com.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=91&Itemid=269&lang=es)

[4] **CELEC.** (2012). [www.celec.com.ec](http://www.celec.com.ec). Recuperado el 03 de 06 de 2012, de [http://www.celec.com.ec/index.php?option=com\\_content&view=article&id=115&Itemid=270&lang=es](http://www.celec.com.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=115&Itemid=270&lang=es)

[5] **CONELEC.** (2011). [www.conelec.gob.ec](http://www.conelec.gob.ec). Recuperado el 06 de Agosto de 2011, de [http://www.conelec.gob.ec/archivos\\_articulo/DISTRIBUCION%20JUNIO%202010.pdf](http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/DISTRIBUCION%20JUNIO%202010.pdf)

[6] **CODENSA.** (2011). [www.codensa.com.co](http://www.codensa.com.co). Recuperado el 08 de Agosto de 2011, de: [http://www.codensa.com.co/documentos/6\\_26\\_2007\\_12\\_25\\_17\\_PM\\_GENERALIDAD%20ADES%207.4.pdf](http://www.codensa.com.co/documentos/6_26_2007_12_25_17_PM_GENERALIDAD%20ADES%207.4.pdf)

[7] **KARCZ Andrés M**, “*Fundamentos de Metrología Eléctrica Potencia y Energía*”, Editorial Marcombo Boixareu Editores, TOMO III, p. 21-25.

[8] **ITRON**, “*Guía de Referencia Técnica del Medidor SENTINEL*” Diciembre del 2002, Cap. 4, p. 1-8.

[9] **ELSTER**, “*Manual técnico del Medidor ALPHA PLUS*”, 19 de octubre del 2004, Cap. 2.

[10] **GONZÁLEZ J., VIEIRA F.**, “*Enfoque de la Tecnología PLC*”, Recuperado el 13 de septiembre 2011:

<http://www.rediris.es/rediris/boletin/68-69/enfoque4.pdf>

[11] **QUADLOGIC** (15 de septiembre 2011), “*Sistemas de Telemedición PLC*” Diapositivas presentadas en la CNEL-Santo Domingo.

[12] **GSMSPAIN**. (2011). [www.gsmspain.com](http://www.gsmspain.com) Recuperado el 18 de Septiembre de 2011, de:

[http://www.gsmspain.com/info\\_tecnica/gprs/index.php](http://www.gsmspain.com/info_tecnica/gprs/index.php)

[13] **SÁNCHEZ Juan**, “*Análisis y Estudio de Redes GPRS*” Recuperado el 18 de Septiembre de 2011, de:

<http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmficis211a/doc/bmficis211a.pdf>

[14] **HUIDOBRO José, MARTÍNEZ David**, “*Comunicaciones en Redes WLAN: Wifi, Voip, Multimedia, Seguridad*” Cap. 7 p. 169

[15] **SANZ Eduard**, “*Tecnología ADSL*” Recuperado el 5 de Octubre de 2011, de: [www.uv.es/~montanan/redes/trabajos/ADSL.doc](http://www.uv.es/~montanan/redes/trabajos/ADSL.doc)

[16] **BOAL Jaime**, “*Smart Grid*” Recuperado el 10 de Octubre de 2011, de: <http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf>

- [17] **NODALIS**, “*Porque una red MESH*”, Recuperado el 15 de Octubre de 2011, de:  
<http://www.nodalis.es/sobre-nodalis-por-que-una-red-mesh-o-mallada.htm>.
- [18] **GASCÓN Alberto**, “*Zigbee Y El Estándar IEEE 802.15.4*”, Recuperado el 15 de Octubre de 2011, de:  
[http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Alberto\\_Gasc%C3%B3n\\_Zigbee%20y%20el%20Est%C3%A1ndar%20IEEE%20802.15.4.pdf](http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Alberto_Gasc%C3%B3n_Zigbee%20y%20el%20Est%C3%A1ndar%20IEEE%20802.15.4.pdf)
- [19] **GENERAL ELECTRIC**, “*Guía de Referencia Técnica del Medidor I-210+C*” Julio del 2004.
- [20] **ELSTER**, “*Guía de Referencia Técnica del Medidor Energy Axis gREX*” Agosto del 2005.
- [21] **ELSTER**, “*Guía de Referencia Técnica del Medidor Energy Axis REX2-EA*” Agosto del 2009.
- [22] **ELSTER**, “*Guía de Referencia Técnica del Medidor A3 ALPHA® Meter with EA\_NIC*” Agosto del 2010.
- [23] **FLORES Christian, RIVADENEIRA José**, “*Diseño e Implementación de un sistema microprocesado para adquisición de datos en forma remota de un medidor digital de consumo de energía tipo industrial mediante telefonía celular*” Noviembre del 2006, Cap 1, p. 12-14.
- [24] **CIM** “*Common Information Model for Distribution An Introduction to the CIM for Integrating*”. California/EEUU: Publicado por EPRI, 2008
- [25] **INTERNATIONAL STANDARD IEC-61968-9** “*Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –Part 9: Interfaces for meter reading and control*” Ginebra/Suiza: Publicado por IEC, 2009

[26] **MARTÍNEZ Lenín**, “*Estudio de los sistemas para la administración de la distribución DMS*” Diciembre del 2011, Cap 2.

[27] **RUMBAUGH**, James; **JACOBSON**, Ivar; **BOOCH**, Grady. “*El lenguaje unificado de modelado, manual de referencia*”, Segunda Edición. Madrid/España: Editado por Pearson Addison-Wesley, Madrid, 2000 p. 3.

[28] **ALVARADO Johan**, “*Servicios de Medición Avanzada (AMI) para Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco de la Legislación Ecuatoriana*”, Recuperado el 16 de Enero de 2012, Cap. 3, p 80-86.

[29] **PICARD Marie**, “*Smart Grid Data Management Challenges*”, Recuperado el 16 de Noviembre de 2011, de: <http://bilab.enst.fr/fichiers/picard.pdf>

[30] **CONELEC**, “*REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01*” Quito-Ecuador, 2001, Recuperado el 12 de Enero de 2012, de:  
<http://www.conelec.gob.ec/normativa/CalidadDeServicio.doc>

[31] **ENERGY AXIS**. (2012). [www.energyaxis.com](http://www.energyaxis.com)., Recuperado el 12 de Enero de 2012, de:  
<http://www.energyaxis.com/ea-sys-system-vitals.asp>

[32] **Brealey, Myers Y Allen**, “*Principios de Finanzas Corporativas*”, 8ª Edición, Editorial Mc Graw Hill, (2006).

[33] **BESLEY Scott, BRIGHAM Eugene**, “*Fundamentos de Administración Financiera*”, 14ª Edición, Cap 9. p. 350-370.

[34] “*Período de Recuperación del Capital Payback*”, Recuperado el 12 de mayo del 2012, de  
<http://www.dcc.uchile.cl/~anpereir/evaluacion/08IndicadoresFinancierosDetalladoParte2.pdf>