

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE EN LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN DEL ECUADOR

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

ING. CARLOS LUIS VARGAS GUEVARA

DIRECTOR: Dr.-Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez

Quito, Abril 2023

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Luis Vargas Guevara, bajo mi supervisión.

Dr.-Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Carlos Luis Vargas Guevara, expreso bajo juramento que la propuesta de investigación aquí descrita es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración, dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Carlos Luis Vargas Guevara

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme con salud y fuerza necesaria para alcanzar mis objetivos.

A mi amada madre Amparito (f), quien me impulsó y siempre será mi mayor motivación para superarme día a día.

A mi padre Carlos y mis hermanos Diego y Sergio, que me brindan su amistad y respeto.

Carlos Luis Vargas Guevara

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Politécnica Nacional y en especial a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

A toda mi familia por su firme apoyo en cada decisión y metas que he alcanzado y alcanzaré en mi vida.

Al Dr. Gabriel Salazar por su valiosa ayuda al orientarme en el desarrollo del presente trabajo.

Al Dr. Alberto Ríos por impulsarme a aprender y emprender nuevos retos.

A los ingenieros David Guevara y Rubén Nogales por sus buenos y acertados consejos.

A mis grandes amigos los Ingenieros Manuel Otorongo y Jesús Guamán, por su innegable apoyo y su desinteresada ayuda para la ejecución de este trabajo.

A todos mis maestros y compañeros que me acompañaron en el desarrollo de la Maestría de Redes Eléctricas Inteligentes, quienes me extendieron su tiempo y conocimiento durante esta etapa de estudio.

Carlos Luis Vargas Guevara

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	2
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	3
DEDICATORIA.....	4
AGRADECIMIENTO.....	5
RESUMEN.....	11
ABSTRACT.....	13
1.1. Pregunta de investigación.....	17
1.2. Objetivo General.....	17
1.3. Objetivos Específicos.....	17
1.4. Alcance.....	18
1.5. Marco Teórico.....	18
1.5.1. Ciudades Inteligentes.....	18
1.5.2. Redes Eléctricas Inteligentes.....	18
1.5.3. Estado del Arte.....	20
1.5.3.1. Proyectos de medición inteligente a escala mundial.....	20
1.5.3.2. Proyectos de medición inteligente en la región.....	21
1.5.4. Medición Eléctrica Inteligente.....	22
1.5.5. Medidor Inteligente.....	24
1.5.6. Tipos de Medidores Inteligentes.....	26
1.5.7. Concentrador de Datos.....	27
1.5.8. Sistemas de Comunicaciones.....	28
1.5.9. Tipos de tecnologías de Comunicación y Arquitecturas.....	31
1.5.10. Sistema de Información de Gestión.....	31
1.5.11. Normas Técnicas en sistemas de Medición Inteligente.....	33
1.6. Implicaciones de Seguridad y Almacenamiento de información.....	35
1.7. Características para prestar el suministro.....	36
1.7.1. Punto de Entrega.....	36
1.7.2. Asignación de la tarifa.....	37
1.7.3. Forma de Comercialización.....	37
1.7.4. Medición Semi Directa.....	37
1.7.5. Medición Indirecta.....	37
2. METODOLOGIA.....	38
2.1. Caracterización del Sistema de Medición Eléctrica Ecuatoriano.....	39

2.1.1.	Clientes del Sistema de Medición Eléctrico	43
2.1.2.	Sistema de Toma de Lecturas.....	53
	Arquitectura de Red para la Empresa Eléctrica Quito EEQ	58
	Arquitectura de Red para las Empresas Eléctricas EMELNORTE Y ELEPCOSA	59
	Arquitectura de Red para la Empresa Eléctrica CENTROSUR.....	59
	Arquitectura de Red para la Empresa Eléctrica EEASA	60
2.1.3.	Tecnologías eficientes de medición eléctrica y sistemas de comunicación en la Región. ...	63
3.	DESARROLLO	69
3.1.	Tecnologías y Sistemas de Comunicación orientadas al desarrollo de un sistema inteligente de medición eléctrica en Ecuador.	69
3.2.	Descripción del Sistema Inteligente de Medición Eléctrica para Ecuador.....	74
3.2.1.	Características de los Medidores eléctricos inteligentes	80
3.3.	Marco Legal.....	85
3.3.1.	Infraestructura necesaria para un sistema de medición Inteligente	87
3.3.2.	Normativa aplicada a la medición inteligente.....	89
3.3.3.	Infraestructura de Medición Avanzada en el Marco Ecuatoriano	90
3.4.	Arquitectura del Sistema de Medición - AMI	91
3.5.	Planificación Económica y Financiera	92
3.5.1.	Pronóstico Financiero.....	92
3.5.2.	Proyección Financiera.....	92
3.5.3.	Evaluación Económica.....	92
3.5.4.	Ingresos y Egresos Deflactados.....	92
3.5.5.	Criterios para la Evaluación Económica y Financiera	93
3.5.6.	Formulación económica de Proyectos.....	93
3.5.7.	Formulación de alternativas de proyectos	94
3.6.	Aspectos Técnicos que se alcanzan con el desarrollo del sistema de Medición Inteligente. 95	
3.7.	Aspectos Económicos alcanzados con el desarrollo del sistema de Medición Inteligente. ..	96
4.	RESULTADOS.....	99
4.1.	Análisis de viabilidad técnica.....	99
	Requerimientos de la Red FAN para Empresas Eléctricas.	107
	Requerimientos para la Red WAN.....	108
	Componentes de la plataforma AMI requeridos.....	110
4.2.	Energía Facturada	119
4.3.	Análisis Económico	120
4.4.	Valor Actual Neto – VAN.....	120
4.5.	Tasa Interna de Retorno TIR.....	121

4.6.	Análisis de Rentabilidad.....	122
4.6.1.	Costos en tomas de lecturas.	122
4.7.	Costos por acciones de corte y reconexión - CACR.....	123
4.8.	Costo anual por pérdidas comerciales - CAPC.....	123
4.9.	Beneficio de la inversión en Medición Inteligente	124
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	129
6.	BIBLIOGRAFIA	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1:	Despliegue de proyectos de Infraestructura de Medición Avanzada [12].	21
Figura 2:	Arquitectura de un Sistema de Medición Inteligente.	24
Figura 3:	Esquema sin Concentrador de datos físico.	27
Figura 4:	Esquema con Concentrador de datos físico.	28
Figura 5:	Esquema de las Redes de Comunicación en Telegestión y Tele medición [22].	28
Figura 6:	Arquitectura de Comunicación para Sistemas de Medición Inteligente.....	29
Figura 7:	Estructura del Sistema de Gestión de la Información [10].	32
Figura 8:	Metodología en Proyectos de Medición Inteligente.....	38
Figura 9:	Área de prestación del Servicio público de energía eléctrica.	41
Figura 10:	Esquema de conexiones entre los tres Centros de Datos Nacionales [37].	42
Figura 11:	Medidor Electromecánico.	48
Figura 12:	Medidor Electrónico.....	48
Figura 13:	Medidores Monofásicos por Empresa Eléctrica de Distribución.	49
Figura 14:	Medidores Bifásicos por Empresa Eléctrica de Distribución.	50
Figura 15:	Medidores Trifásicos por Empresa Eléctrica de Distribución.....	50
Figura 16:	Número de Medidores Inteligentes.....	53
Figura 17:	Arquitectura General de la Red de Comunicaciones.	56
Figura 18:	Arquitectura de Red de Comunicaciones Propuesta.	57
Figura 19:	Arquitectura Red de Comunicaciones EEQ.....	58
Figura 20:	Arquitectura de la Red de Comunicaciones – EMELNORTE y ELEPCOSA.	59
Figura 21:	Arquitectura de red de Comunicaciones - CENTROSUR.....	60
Figura 22:	Arquitectura de la Red de Comunicaciones – EEASA.	61
Figura 23:	Infraestructura de la Red Ampla [47].	66
Figura 24:	Infraestructura de Red PLC para Sistemas AMI.....	77
Figura 25:	Sistema de Comunicaciones de Radio Frecuencia de Alcance a gran distancia.....	79
Figura 26:	Sistema de Comunicaciones por Radio Frecuencia Mallado	80
Figura 27:	Logo empresa Echelon.	83
Figura 28:	Logo empresa elster.....	83
Figura 29:	Logo empresa General Electric.	84
Figura 30:	Logo empresa Itrón.	84
Figura 31:	Logo empresa Landis+Gyr	85
Figura 32:	Secciones de los Proyectos de Contratación.	86
Figura 33 :	Arquitectura tradicional de comunicaciones de los sistemas de medición inteligente [21].	88
Figura 34:	Casos de Excepcionalidad de medición de la prestación de electricidad.	89

Figura 35: Categorización de alternativas de proyectos.....	94
Figura 36: Pérdidas de Energía a escala Nacional.....	97
Figura 37: Pérdidas de Energía por Empresa Eléctrica de Distribución.....	98
Figura 38: Especificaciones Técnicas de un medidor eléctrico monofásico.....	101
Figura 39: Especificaciones Técnicas de un medidor eléctrico bifásico.....	102
Figura 40: Especificaciones Técnicas de un medidor eléctrico Trifásico.....	102
Figura 41: Especificaciones Técnicas de un Concentrador o Gateway para AMI.....	107
Figura 42: Arquitectura AMI propuesta para los Centros de Datos Nacionales y Centros de Gestión.	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Principales beneficios de un sistema de medición eléctrica inteligente [12].	23
Tabla 2: Beneficios de los Medidores Inteligentes.....	26
Tabla 3: Características de los diferentes modelos de medidores inteligentes.....	26
Tabla 4: Topologías de comunicación para Sistemas de medición inteligente.....	30
Tabla 5: Comparación de la infraestructura de comunicación de la red inteligente.	31
Tabla 6: Principales normativas asociadas a medición eléctrica inteligente.....	33
Tabla 7: Producción de Energía por provincia [26].	39
Tabla 8: Áreas de prestación del servicio eléctrico [26].....	39
Tabla 9: Zonas de operación de las Empresas de Distribución	42
Tabla 10: Clientes Regulados en el Ecuador [26], [29].....	43
Tabla 11: Número de clientes regulados por provincia.....	44
Tabla 12: Tasa de Crecimiento promedio en los últimos 10 años.	45
Tabla 13: Número y Tipos de Medidores.....	47
Tabla 14: Clasificación de los Medidores eléctricos	48
Tabla 15: Ventajas y Desventajas en medidores electromecánicos y electrónicos.	51
Tabla 16: Consecuencias e implicaciones de las tomas de lecturas.....	53
Tabla 17: Formato de libro de registro.....	54
Tabla 18: Libro de registro para medidores electrónicos	54
Tabla 19: Tecnologías de Comunicación a ser empleadas por Empresa.	62
Tabla 20: Tecnologías de Comunicación en Medición Inteligente.....	64
Tabla 21: Resumen de Tecnologías de Comunicación y Medición en Países de la Región.	67
Tabla 22: Principales Ventajas y Desventajas de la tecnología Wi-Fi.....	69
Tabla 23: Principales Ventajas y Desventajas de la tecnología GPRS	71
Tabla 24: Tecnologías de comunicación en Sistemas de medición Inteligente	72
Tabla 25: Tecnologías de Comunicación por Aplicación [45].	75
Tabla 26: Proveedores a nivel mundial en dispositivos AMR/AMI.....	80
Tabla 27: Medidores bajo la norma ANSI C12.19.....	82
Tabla 28: Características de proyectos públicos y privados.	93
Tabla 29: Pérdidas de energía en los sistemas de Distribución Eléctrica.	98
Tabla 30: Empresas Eléctricas de Distribución con el mayor porcentaje de pérdidas.	99
Tabla 31: Especificaciones Técnicas para proyectos de Medición Inteligente	100
Tabla 32: Características mínimas de una Red FAN.....	108
Tabla 33: Período de tiempo y número de medidores en función	119
Tabla 34: Reglas de Decisión del VAN.	121
Tabla 35: Reglas de Decisión del TIR	122
Tabla 36: Costo de Toma de Lecturas por Empresas Eléctricas de Distribución.	123

Tabla 37: Costo de Medidores Inteligentes por Unidad.	124
Tabla 38: Ingresos Totales por empresas de Distribución.....	125
Tabla 39: Valores de inversión por número de clientes a ser intervenido.	126
Tabla 40: Calculo del flujo efectivo.....	127
Tabla 41: Cálculo de Indicadores Económicos.	128

RESUMEN

El incesante crecimiento tecnológico junto a la evolución en sistemas eléctricos y de comunicaciones han consolidado la columna vertebral de las investigaciones que sustentan el concepto de redes eléctricas inteligentes. De esta manera, una red eléctrica inteligente requiere el intercambio de energía y de información bidireccional donde interactúan las empresas distribuidoras del servicio eléctrico y sus diferentes usuarios en forma directa. En este sentido, es importante proponer sistemas de Medición Inteligente que empleen una arquitectura de comunicaciones que promueva la implementación de Redes Eléctricas Inteligentes.

En la presente investigación se describe un análisis de factibilidad técnico y económico para el desarrollo de un sistema de medición inteligente en las empresas eléctricas de distribución del Ecuador. De esta manera, se plantea una solución integral que permitirá realizar acciones remotamente como lectura automática de medidores, conexiones y reconexiones minimizando así las pérdidas eléctricas no técnicas.

El presente análisis se ha organizado en cuatro capítulos, donde el primer capítulo describe las principales características y beneficios asociados al desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes y de Medidores Inteligentes, así como las tecnologías de comunicación que permitan la emisión de datos del consumo eléctrico contemplando las principales características técnicas de los medidores inteligentes.

En el segundo capítulo, se describe el sistema de medición eléctrica ecuatoriano donde se describen las principales características de cada elemento que conforma el sistema de medición inteligente, analizando sus funcionalidades más importantes resaltando el tipo de cada elemento y las normas que deben cumplir.

El capítulo tres, corresponde a la revisión de los distintos protocolos de comunicación presentes en los medidores inteligentes apegado al Modelo de Información Común – CIM, para así llegar a implantar un modelo universal para todas las Empresas Eléctricas de Distribución, empleando así un estándar de diagramación.

En el capítulo cuatro se presenta un análisis económico donde se realiza la comparación de la innovación tecnológica de un sistema de medición inteligente en contra del sistema tradicional de medición. Asimismo, se presenta el cálculo de la inversión inicial y los principales indicadores económicos que determinan la factibilidad del proyecto.

En el último apartado, se resaltan las conclusiones alcanzadas en la presente investigación, así como las recomendaciones que se plantean para abordar el desarrollo del trabajo, así como para proponer trabajos a futuro bajo la misma meta que es consolidar una red inteligente para el sistema eléctrico nacional.

ABSTRACT

The incessant technological growth together with the evolution in electrical and communications systems have consolidated the backbone of the research that supports the concept of intelligent electrical networks. In this way, an intelligent electrical network requires the exchange of energy and bidirectional information where the distribution companies of the electrical service and their different users interact directly. In this sense, it is important to propose Smart Metering systems that use a communications architecture that promotes the implementation of Smart Grids.

In the present investigation, a technical and economic feasibility analysis is described for the development of an intelligent metering system in the electrical distribution companies of Ecuador. In this way, a comprehensive solution is proposed that will allow actions to be carried out remotely such as automatic meter reading, connections and reconnections, thus minimizing non-technical electrical losses.

This analysis has been organized into four chapters, where the first chapter describes the main characteristics and benefits associated with the development of Smart Electricity Networks and Smart Meters, as well as the communication technologies that allow the emission of data on electricity consumption, contemplating the main technical characteristics of smart meters

In the second chapter, the Ecuadorian electrical measurement system is described, where the main characteristics of each element that makes up the intelligent measurement system are described, analyzing its most important functionalities, highlighting the type of each element and the standards that they must comply with.

Chapter three corresponds to the review of the different communication protocols present in smart meters attached to the Common Information Model - CIM, in order to implement a universal model for all Electric Distribution Companies, thus using a diagramming standard. .

In chapter four an economic analysis is presented where the comparison of the technological innovation of an intelligent measurement system is made against the traditional measurement system. Likewise, the calculation of the initial investment and the main economic indicators that determine the feasibility of the project are presented.

In the last section, the conclusions reached in the present investigation are highlighted, as well as the recommendations that are proposed to address the development of the work, as well as

to propose future work under the same goal that is to consolidate an intelligent network for the electrical system. national.

INTRODUCCIÓN

A escala global, las empresas eléctricas se encuentran en constante innovación a través de la evolución de las redes eléctricas tradicionales en innovadoras redes eléctricas inteligentes. Aproximadamente, desde el año 2000 se han desplegado novedosos sistemas de medición. El empleo de medidores electromecánicos implica el desplazamiento de personal dedicado para actividades de lectura y tareas de gestión como la desconexión y reconexión de los medidores eléctricos [1].

Los medidores o contadores de electricidad son equipos empleados para determinar la cantidad de electricidad suministrada a los clientes, asimismo, permiten calcular las tarifas de energía y transporte entre los minoristas de electricidad y los operadores de red [2].

De manera tradicional la medición de energía se realizaba en forma manual, es decir, los contadores eléctricos requerían visitarse físicamente para registrar las lecturas acumuladas durante un mes. En este sentido, el personal de lectura, operación y mantenimiento de los contadores eléctricos debe movilizarse hacia edificios y domicilios que en algunos casos resultan inaccesibles por su geolocalización [3].

Recientemente, la tecnología de los equipos de medición eléctrica ha evolucionado de manera significativa. Es así, que los consumidores de energía han pasado de los medidores tradicionales a los medidores inteligentes. En este sentido, los medidores eléctricos contaban los vatios hora basados en la tecnología electromagnética capaz de medir solo energía activa con indicadores mecánicos en kWh. El cálculo se lo realizaba a través del giro de un disco metálico no magnético con una velocidad proporcional a la potencia que pasa por el contador [2].

En los años 1970, los contadores electromecánicos dominaban la medición de electricidad, no obstante, solo podían medir la energía eléctrica. Sin embargo, era necesario establecer un contador que facilite la comunicación y medición de la energía eléctrica junto a sus parámetros eléctricos. Por esta razón, se introdujeron los medidores electrónicos de estado sólido. Los medidores electrónicos se basan en tecnología digital, es así como pueden medir los demás parámetros eléctricos como:

- Las tensiones o voltajes de fase.
- La frecuencia o período.
- La relación entre potencias activa y aparente denotadas como factor de potencia.
- Los tipos de potencias P, Q, S.
- Demanda máxima y mediciones asociadas a la calidad de energía [2].

El incesante avance tecnológico permitió que se realicen lecturas automáticas y el envío de datos de consumo eléctrico casi en tiempo real. Sin embargo, la comunicación establecida era unidireccional, esta limitante se superó con el despliegue de los medidores inteligentes que proporcionan una comunicación bidireccional. De esta manera se realiza la medición de todos los parámetros eléctricos y se establece una comunicación de dos vías. Asimismo, los consumidores adquieren un rol activo ya que pueden tomar decisiones inteligentes pues reciben información actualizada del consumo energético instantáneo, valores de facturación y anuncios enviados por las empresas eléctricas [2].

Entre los objetivos predominantes de los medidores de electricidad están: el incremento de la eficiencia operativa, mejorar la durabilidad de las redes de energía y minimizar los costos operativos. Asimismo, los medidores eléctricos inteligentes deben ayudar a mitigar el fraude y robo de electricidad evitando la manipulación de estos dispositivos, además, reducir los costos de lectura, costos de medición de prepago y gestionar los picos de demanda máxima de energía. Ajustar automáticamente la tarifa en función de las subvenciones por uso de energía mejorando la seguridad del suministro y una facturación eficiente [4].

En este sentido, muchos investigadores se pronuncian indicando que la tecnología inteligente se ha posicionado para aliviar la pobreza energética, por esta razón, los proveedores de energía han desarrollado la medición inteligente como una herramienta de gestión de carga, reducción de picos y minimización de los costos del servicio. Las investigaciones desarrolladas en el Reino Unido indican que los medidores inteligentes son los precursores para el surgimiento de redes eléctricas inteligentes [5].

El sistema eléctrico de potencia presenta grandes expectativas asociado a los conceptos de eficiencia y confiabilidad, que consolidan las características más importantes en sistemas inteligentes de medición. Sin embargo, el intercambio de información es el mayor problema al obtener datos del consumo elevado de electricidad [6].

La manipulación de medidores por parte de los clientes es uno de los problemas más comunes dentro de las empresas eléctricas de distribución. Es así como incurre en los costos de medición, facturación, costos en corte, reconexión y pérdidas comerciales. Actualmente, la demanda de electricidad es un tema de interés para consumidores, empresas y gobiernos que buscan la manera de incrementar la eficiencia energética. Asimismo, se requiere ampliar el acceso a información operativa y del comportamiento del mercado eléctrico. Entre los retos más desafiantes está el desarrollo de una infraestructura de comunicaciones para el intercambio de información en la cadena de valor de la electricidad. En este sentido, se requiere optimizar el suministro eléctrico que integre un robusto sistema de comunicaciones

para los técnicos de operación, control y mantenimiento de la red eléctrica [7]. Realizando también, tareas como son la planificación de la expansión de la demanda, como para el establecimiento de tarifas, para el cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas. Es decir, el conjunto de datos se convierte en información muy valiosa para utilizarla de forma técnica en la empresa de distribución.

Los sistemas de medición inteligente demandan un especial interés dentro del marco de las redes eléctricas inteligentes. Promoviendo el uso de tecnología innovadora que incluye políticas y marcos regulatorios que son don de especial interés para el país y sus empresas eléctricas de distribución. El conjunto de hardware y software debe facilitar la conmutación de información en modo bidireccional. De esta manera se extraen y se transmiten datos asociados al consumo eléctrico de los diferentes usuarios del servicio de energía eléctrica [8].

1.1. Pregunta de investigación

Es factible desplegar un sistema de medición inteligente en las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador.

1.2. Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de medición inteligente destinada a usuarios finales de energía eléctrica en el Ecuador.

1.3. Objetivos Específicos

- Caracterizar detalladamente el sistema de medición eléctrica en el Ecuador, considerando tanto los sistemas de medición y comunicación.
- Estudiar tecnologías eficientes de medición eléctrica y sistemas de comunicación que se han implementado en otros países de la región.
- Determinar la tecnología o tecnologías de medidores eléctricos y sistemas de comunicación para la implementación de un sistema inteligente de medición eléctrica en el Ecuador.
- Estudiar los aspectos técnicos y económicos que se derivan de la implementación del sistema inteligente de medición eléctrica.
- Analizar la factibilidad técnica y económica de la implementación de un sistema inteligente de medición eléctrica.

1.4. Alcance

El presente trabajo se desarrollará en cinco fases, la primera fase corresponde a la caracterización del sistema eléctrico de medición en el contexto actual del Ecuador. Describiendo así las tecnologías de comunicación que interaccionen sus usuarios y los centros de operación que está regulado por organismos nacionales dentro del sector eléctrico como son la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables – ARCERNR y el Operador Nacional de Energía – CENACE.

En segunda instancia, se analizará los casos de éxito desarrollados en la región asociados a proyectos eléctricos de medición inteligente. De esta manera se determinarán los sistemas que han alcanzado los mejores resultados técnicos y económicos durante su implementación.

La fase tres, describe una propuesta de un sistema de medición inteligente en el marco ecuatoriano, describiendo así sus elementos principales y su arquitectura de comunicaciones bidireccional como base de las redes eléctricas inteligentes. Además, se presentan los diferentes criterios técnicos que caracterizan a los diferentes clientes y sus respectivos sistemas de medición eléctrica.

En la cuarta fase, se realizará un estudio técnico y económico del sistema de medición inteligente propuesto determinando sus principales ventajas técnicas y económicas. Asimismo, se desarrollará un análisis económico financiero que promueva el desarrollo de un innovador sistema de medición eléctrica.

En la última fase, se presentan los indicadores económicos que determinen la viabilidad de la presente propuesta.

1.5. Marco Teórico

1.5.1. Ciudades Inteligentes

Se considera como ciudad inteligente al entorno que emplea el potencial tecnológico en conjunto con la innovación, promoviendo así un desarrollo eficiente y sostenible que incremente el nivel de vida de su población [9].

1.5.2. Redes Eléctricas Inteligentes

Las Redes Eléctricas se encuentran en constante evolución, un innovador aporte que se ha alcanzado en los últimos años ha sido la integración de un medio de comunicación. De esta

manera, se ha logrado monitorear el consumo de energía, gestionar el consumo energético y transformar los hogares en entornos inteligentes [10].

El término Smart Grids (SG) o en castellano redes eléctricas inteligentes integra las instalaciones de comunicación y control aplicadas en las redes eléctricas convencionales.

La principal contribución de las Smart Grid a las redes eléctricas convencionales es proporcionar un flujo bidireccional de energía y señales de comunicación. La subestructura de control y comunicación generalizada permite que una Smart Grid reaccione a los cambios que se producen en cualquier parte de las subestaciones de generación, transmisión y distribución (T&D) y de los clientes [10].

Las redes eléctricas inteligentes presentan grandes funcionalidades y entre las principales ventajas se listan:

- Gestión de servicios flexibles de manera remota.
- Control de parámetros del servicio eléctrico con la intervención de sus usuarios.
- Obtener información asociada al estado de la red eléctrica en tiempo real.
- Gestionar de manera eficiente la demanda de energía eléctrica.
- Monitorear el consumo energético para gestionar la generación eléctrica.
- Gestionar la generación para el consumo eléctrico.
- Incremento de la eficiencia eléctrica.
- Incremento en las medidas de seguridad.
- Mejor nivel de confiabilidad.

Todas las funcionalidades descritas en las novedosas redes inteligentes de electricidad se consolidan a través de la integración de innovadoras tecnologías como son:

- Los medidores inteligentes de electricidad.
- Hogares con sistemas de gestión del consumo eléctrico inteligentes.
- Generación distribuida y sistemas de generación eléctrica renovables.
- Energía y sistemas de almacenamiento.
- Transporte y movilidad eléctrica.
- Administración y control de horarios de consumo eléctrico.

El desarrollo de la presente propuesta comprende el análisis de viabilidad técnica y económica de un sistema de medición inteligente para las empresas eléctricas de Distribución.

1.5.3. Estado del Arte.

En los últimos años, las redes eléctricas convencionales se han enfrentado a un proceso de evolución progresiva a través de la incursión de innovadoras tecnologías y dispositivos que las consolidan como Smart Grids [8]. En este sentido, una tecnología clave son los medidores inteligentes que facilitan la interacción entre la red eléctrica y el consumidor final de energía definiendo la relación comercial y técnica entre los agentes involucrados.

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) comprende el conjunto de tecnologías y dispositivos de hardware de comunicaciones y software de control para la interacción inteligente entre técnicos de operación control y monitoreo y consumidores finales del servicio de energía. Los elementos o unidades básicas en una arquitectura AMI son: Medidor o contador de energía Inteligente, Concentrador o conmutador de Datos, Red de Comunicaciones y Sistema de Gestión de la Información[8].

1.5.3.1. Proyectos de medición inteligente a escala mundial

Diversos estudios desarrollados en países industrializados como Francia que espera desplegar 35 millones de medidores inteligentes, por otra parte, España ha planificado el desplazamiento de aproximadamente 10 millones de medidores por la intervención de un sistema de telegestión y automatización de la red eléctrica. Asimismo, Italia ha desarrollado una importante infraestructura de medición avanzada que se extiende sobre más de 20 millones de dispositivos de medición o contadores inteligentes [8].

Por otra parte, en Houston se prevé la integración de tecnologías que optimicen los procesos de compra y entrega de energía considerando los proveedores y las diversas empresas de distribución eléctrica [3].

Asimismo, en el Reino Unido uno de los programas principales es el Smart Meter National Roll-out donde su inicio se da en el año 2012 y se prevé termine en 2020, estimando una inversión superior a 10 mil millones de dólares [11].

En Francia, a mediados del año 2009 la Agencia Francesa de Medio Ambiente y Gestión de la Energía, o AMDE, desarrolló una hoja de ruta en la que se visualiza el diseño de la red eléctrica inteligente francesa. De esta manera se iniciaron los programas de redes inteligentes en ese país, arrancando con planes piloto de medición inteligente para sus usuarios.

En el contexto de las innovadoras Smart Grids, el pilar fundamental para su desarrollo lo constituye la medición inteligente. De esta manera, se consolida un sistema fundamental que

incrementa la eficiencia y fiabilidad de la red eléctrica, gracias al modelo de comunicación bidireccional. En la Figura 1, se visualiza la creciente iniciativa de implementación de infraestructuras de medición avanzada como base del desarrollo de redes eléctricas inteligentes [12].



Figura 1: Despliegue de proyectos de Infraestructura de Medición Avanzada [12].

1.5.3.2. Proyectos de medición inteligente en la región

En Brasil, en el 2017 se estimó la instalación de 62000 medidores inteligentes normalizados para el consumo de electricidad en poblaciones de bajos recursos económicos [8].

Para solucionar la baja confiabilidad y pérdidas de energía reportadas por las empresas eléctricas de distribución en Latinoamérica, se despliegan los sistemas de medición inteligente. De esta manera, se debe emplear tecnología accesible y que tenga una buena relación en el aspecto costo-beneficio. Entre los aspectos que más inciden en los sistemas eléctricos es la confiabilidad del servicio, localización de fallas, intensidad y recursos disponibles para la reposición del servicio. Así también, las pérdidas de energía deben resolverse ya que en algunas ocasiones personas toman la energía sin pagar, además, no existen incentivos que limiten su consumo y sea responsable con el ambiente.

En Colombia se han realizado estudios asociados a la eficiencia energética obteniendo beneficios del 77%, adicionalmente, las redes eléctricas inteligentes conforman un entorno sostenible que atienden a los sistemas distribuidos consolidando así ecosistemas con comunicaciones transversales [9], [13].

Actualmente, en el Ecuador los sistemas de medición siguen siendo antiguos, conformados por contadores ciclo métricos o electrónicos simples y no permiten implementar gestión de la empresa eléctrica para reducir costos operativos y comerciales. Es decir, no se utiliza la

tecnología disponible para optimizar los costos comerciales y minimizar así los costos por pérdidas en los sistemas eléctricos de distribución. Se siguen incurriendo en costos de medición, costos de facturación, en costos de corte, en costes de reconexión y existen elevadas pérdidas comerciales originadas por la manipulación de medidores por parte de los clientes. Esto se puede evitar empleando tecnologías de medición inteligente más sistemas de comunicación. Además, los datos que ofrecen los medidores inteligentes se convierten en información mucho más amplia que la adquirida de los sistemas tradicionales de medición.

Es importante desarrollar un análisis de factibilidad técnica y económica antes de implementar un sistema de medición inteligente. Además, se debe considerar un sistema de comunicaciones para las empresas eléctricas de distribución, facilitando las decisiones de implementar o no sistemas de medición inteligente en Ecuador.

1.5.4. Medición Eléctrica Inteligente

El conjunto de dispositivos que registran el consumo de energía del cliente a diferentes frecuencias se conoce como medición avanzada que emite emisión diaria hacia sus centros de regulación y control empleando una red de comunicaciones hacia un punto central de recolección [14].

A través de la medición inteligente las empresas eléctricas de distribución obtienen información importante y verídica de la energía generada, transmitida y consumida por los usuarios finales. De esa manera, se facilita el proceso de facturación [15].

De manera convencional la energía consumida por los clientes finales se registraba con medidores electromecánicos o contadores electrónicos [1]. No obstante, las acciones de lectura y gestión como desconexión de medidores se lo realizan con el desplazamiento de personal de las empresas proveedoras hacia la ubicación del contador.

Asimismo, la medición inteligente constituye un importante paso en la modernización de redes eléctricas convencionales a redes eléctricas inteligentes. Considerando al medidor inteligente como dispositivo de última milla al establecer la conexión directa con el cliente en un modo de comunicación bidireccional [16].

El sistema de comunicación y la integración entre dispositivos digitales de medición son dos puntos clave a considerar en los sistemas inteligentes de medición, de esta manera, se alcanzará un gran impacto en la adopción de los productos en el mercado permitiendo así un mayor despliegue con respecto a tecnologías tradicionales. Los principales beneficios de un sistema

de medición eléctrica Inteligente a corto y largo plazo se presentan en la Tabla 1. Donde el ahorro de energía se puede evidenciar casi de inmediato ya que es un gran beneficio que se logra a corto plazo, además a un largo plazo están las mejoras en las tareas de planificación y mantenimiento de la red eléctrica [3],[12].

Tabla 1: Principales beneficios de un sistema de medición eléctrica inteligente [12].

Beneficios de la medición eléctrica inteligente – Smart Metering	
A corto Plazo	A Largo Plazo
Lectura de consumos con mayor frecuencia	Reducción de la demanda pico por medio de la integración de la demanda.
Detección de fraudes eléctricos	Generación, red y mantenimiento Optimización en acciones de generación, mantenimiento y operación de redes eléctricas.
Esquema de precios variables	Operación en tiempo real en el lado de distribución
Facilita la integración de generación distribuida y cargas flexibles	Capacidad para vender otros servicios.
Ahorro de energía	Control remoto de Generación distribuida, recompensas a clientes y costes bajos.
Facturación exacta y con mayor frecuencia	Integración del vehículo eléctrico mientras se minimiza el incremento de la demanda pico.

De manera general los sistemas de medición inteligente se estructuran en función de:

- Medidores o contadores Inteligentes.
- Registrador de información o Concentrador de Datos.
- Estructura o Red de Comunicaciones.
- Sistema de Gestión de la Información

En la Figura 2, se aprecia un modelo referencial de una arquitectura de medición inteligente dónde se pueden apreciar los principales elementos.

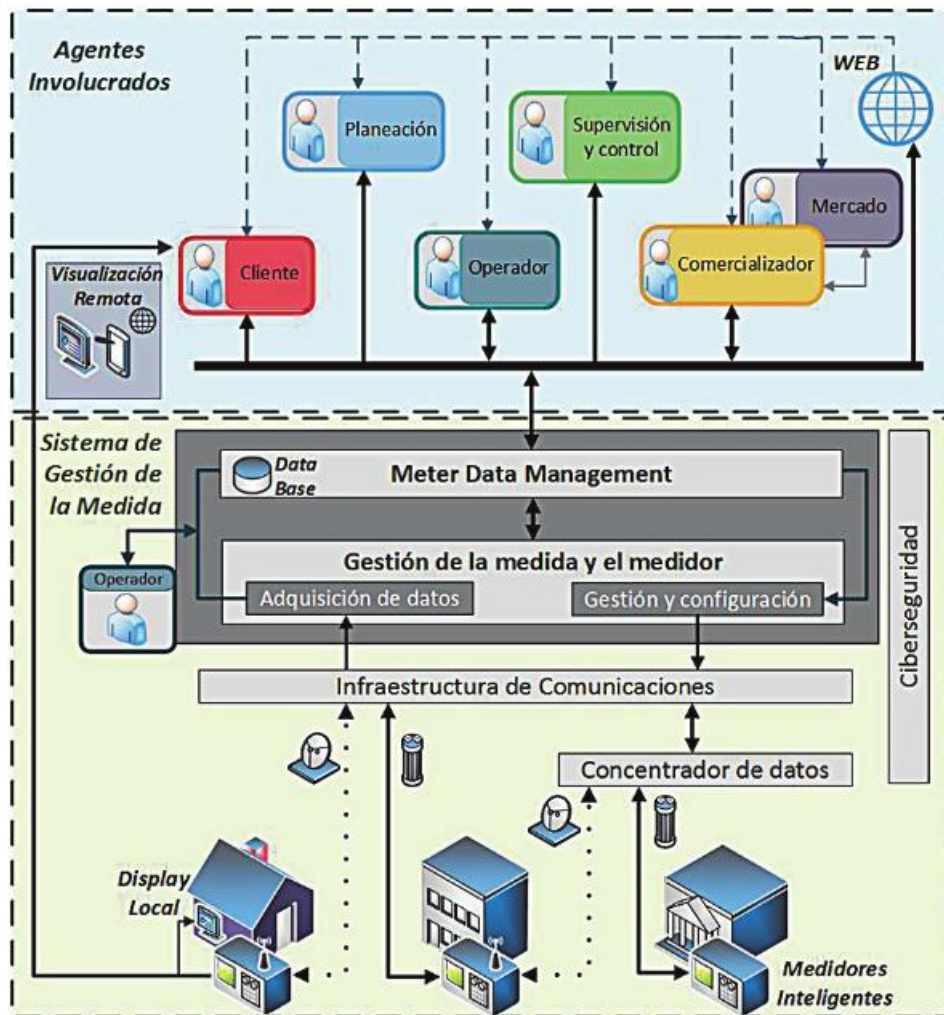


Figura 2: Arquitectura de un Sistema de Medición Inteligente.

1.5.5. Medidor Inteligente

En primera instancia los medidores inteligentes se consideran como un equipo de medición que desplaza a contadores tradicionales mecánicos o electrónicos por un dispositivo avanzado de comunicación bidireccional que opera como parte de una red inteligente o smart grid [15].

Un medidor o contador inteligente es un dispositivo electrónico inteligente IED capaz de adquirir y procesar información del consumo energético de un usuario y luego enviar esta información a un centro de control de la distribuidora [17]. Se diferencia de un contador convencional en los siguientes aspectos:

- Realiza una lectura telemática de los consumos, dejando atrás las estimaciones.
- Otorga la posibilidad de realizar cambios de condiciones contractuales mediante tele gestión, eliminando la intervención física.
- Permiten una gestión más eficiente de la red, reduciendo incidencias y tiempos de interrupción en caso de avería.

- Permite establecer un enlace bidireccional entre los usuarios finales y las empresas proveedoras del servicio de electricidad.

Con el avance de la tecnología de medición inteligente, el usuario adquiere un rol más activo ya que puede participar en funciones como regular la demanda, obtener información en tiempo real del consumo energético y precios tarifarios; mientras que las empresas distribuidoras participan en acciones de corte y conexión remota, lectura o adquisición de información, detección de fallas y minimización de pérdidas no técnicas [18].

En los últimos 10 años Latinoamérica no ha podido renovar completamente su estructura eléctrica. Se estima que los sistemas inteligentes de medición alcanzan un 5% en las principales ciudades de la región. Una gran parte ha sido introducida en Estados Unidos bordeando el 40% del sistema energético en comparación con el sistema energético convencional [15].

Entre las funcionalidades más importantes de los medidores inteligentes es el grado de precisión al momento de facturar al usuario. Es así como el usuario paga por un análisis de las variables medidas, en este sentido se encuentran aplicaciones como precios por tiempo de uso (TOU), precios en tiempo real (RTP), precios pico críticos (CPP) [19].

Asimismo, los innovadores medidores inteligentes poseen la capacidad de conectar y desconectar servicios de manera remota, digitalizar formas de onda, monitorear variables principalmente tensión y corriente. De esta manera, deben sustituir a los medidores convencionales en su propia ubicación para evitar grandes modificaciones. Por esa razón, los centros de operación y planificación dispondrán de información asociada a lecturas en tiempo real para equiparar patrones de distribución de carga [20].

Los medidores inteligentes tienen dos elementos principales:

- El propio medidor, emplea una red de datos inteligente segura para enviar automáticamente las lecturas de su medidor de forma inalámbrica a su proveedor al menos una vez al mes.
- Las pantallas digitales para el hogar muestran cuánta energía usa, cuándo la usa y cuánto gasta. La unidad de pantalla de inicio (IHD) le brinda una descripción general de su consumo de energía de un vistazo.

La innovadora tecnología de los medidores inteligentes consolida importantes beneficios que pueden agruparse a escala individual como nacional, como se describe en la Tabla 2.

Tabla 2: Beneficios de los Medidores Inteligentes.

Beneficios del uso de medidores inteligentes	
A nivel individual	A nivel nacional
Los contadores inteligentes significan el fin de las facturas inexactas. Debido a que su proveedor de energía leerá su uso de energía con precisión, solo paga por su uso exacto, en lugar de trabajar en estimaciones.	Para los operadores de redes de energía eléctrica les permitirá equilibrar la red ya que dispondrán de más información sobre los perfiles de consumo de energía. Convirtiéndose en sistemas más eficientes en función de la energía que producen ya que podrán despacharla cuando más se necesite.
Los medidores inteligentes pueden ayudarlo a reducir el consumo de energía. Cuando puede ver y comprender cómo usa la energía, puede ayudarlo a administrarla. Esto significa que sus facturas son más bajas y su huella de carbono es menor.	La lectura remota no significa que la compañía de energía observará lo que el usuario realiza específicamente, pero combinará la información de su medidor con miles de otros en todo el país, para construir una imagen de cómo se usa la energía.

1.5.6. Tipos de Medidores Inteligentes

Son dispositivos que se deben instalar en el lugar del cliente para medir y registrar la cantidad de electricidad consumida en un período de tiempo. De manera general existen dos tipos de medidores pospago y prepago [4].

Los contadores de inducción electromecánicos tradicionales y los medidores digitales o electrónicos son los principales medidores pospago.

Los sistemas de medición inteligente integran novedosos dispositivos que se caracterizan por su diseño y tecnología como es el caso de los medidores inteligentes. No obstante, todos los medidores inteligentes tienen como referencia la recopilación de datos del consumo eléctrico de sus clientes y transmitirlos por una red de comunicaciones hacia un recolector [1].

En la Tabla 3, se presenta una descripción rápida de cada modelo de medidor inteligente [16].

Tabla 3: Características de los diferentes modelos de medidores inteligentes

Modelo	Características
Básico	Facturación mensual de kWh Información de demanda mensual en kW
Avanzado	Periodicidad de registro (diario, horario, sub-hora) y demanda Provee notificación de fallas: <ul style="list-style-type: none">- Alteración de equipos- Niveles errados de Tensión- Programación remota- Soporte para tiempo de uso TOU- Conexión y Desconexión remota
Altamente avanzado	Direccionado a través de IP Consola de control a través de una red local Vida útil de 20 años

La comunicación que se establece entre los medidores y el administrador de información se lo realiza a través de enlaces HAN, FAN y WAN, en este sentido, se emplean los puertos de comunicación serie estableciendo un esquema máquina a máquina (M2M). De esta manera se cubren las necesidades asociadas en cada aplicación.

1.5.7. Concentrador de Datos

La medición inteligente consolida una infraestructura de comunicación formada por medidores inteligentes. En este sentido, resulta importante disponer de una puerta de enlace para recopilar los datos individuales de cada medidor [1].

En las redes de telecomunicaciones es importante reconocer el tipo de topología que debe existir y sobre la cual se debe trabajar cumpliendo los requerimientos, considerando aspectos como el máximo retardo permitido entre extremo a extremo, en otras palabras, desde el medidor hacia la central de datos donde son analizados, Central de información. Uno de los puntos a tener en consideración es el tamaño de los datos que se van a transmitir por parte de los dispositivos, así también el número promedio de medidores que soporta la red de comunicaciones. En este sentido es importante realizar un análisis de la tecnología que emplean los medidores para el intercambio de información [19].

De forma general los Concentradores de Datos se emplean en base a la topología de comunicaciones que se emplee, en este sentido resaltan dos alternativas más usadas: Concentrador de Datos no físico en el que la información se pasa de medidor a medidor hacia el punto más cercano de la red WAN, para luego trasladarla hacia el Sistema de administración de datos o MDMS lo que se conoce como enlace de comunicaciones o en términos anglosajones Communication Network, como se visualiza en la Figura 3[21].

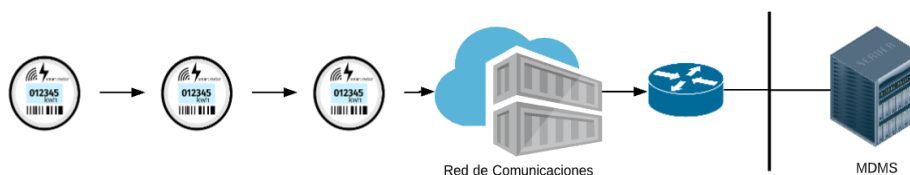


Figura 3: Esquema sin Concentrador de datos físico.

Por otra parte, también se encuentra un Concentrador de Datos físico donde su objetivo principal es almacenar de manera temporal los datos extraídos de los medidores para luego enviarlas al MDMS empleando la red WAN, como se aprecia en la Figura 4[19].

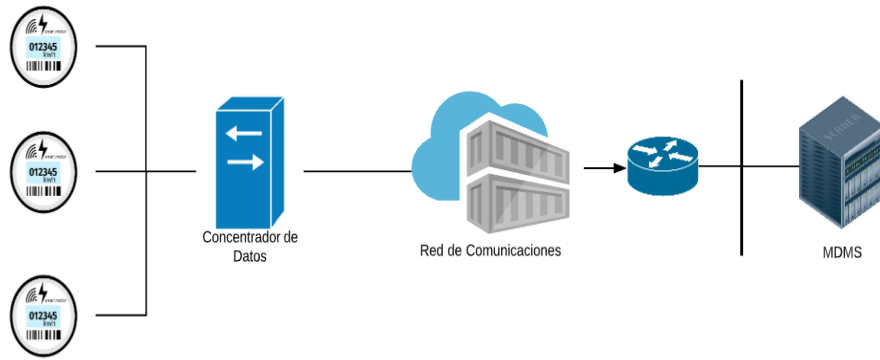


Figura 4: Esquema con Concentrador de datos físico.

Los medidores inteligentes se pueden enlazar con el Concentrador de Datos por diversas tecnologías de comunicación. Entre las principales están la tecnología PLC (Power Line Communication), o a través de dispositivos de transmisión y recepción inalámbrica.

1.5.8. Sistemas de Comunicaciones

En el contexto de la arquitectura de medición avanzada es necesario un despliegue de red y expansión ordenada y exponencial de medidores inteligentes sin saturar recursos [6]. De forma general, el enlace de comunicaciones de un sistema de tele medición y telegestión concentra cinco puntos que consolidan una estructura única y fundamental en el contexto de las redes eléctricas inteligentes, como se divide en la Figura 5 [22].

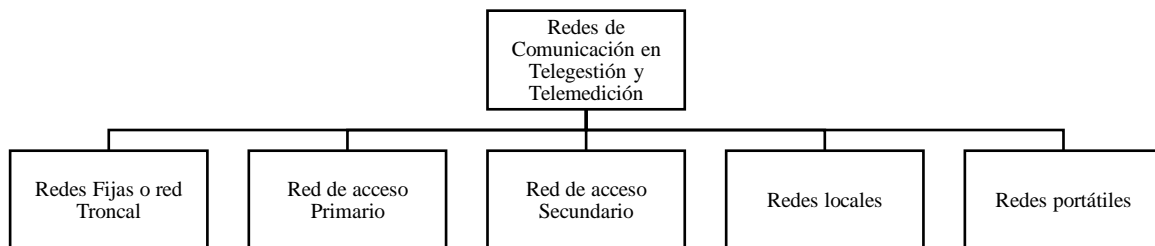


Figura 5: Esquema de las Redes de Comunicación en Telegestión y Tele medición [22].

La arquitectura de comunicaciones generalmente se conforma de 5 niveles o redes de comunicación entre equipos. En la Figura 6, se presenta de manera rápida las redes que intervienen en un sistema de medición eléctrica inteligente. En este sentido se encuentran: Red fija o Troncal, red de acceso primario, red de acceso secundario, red local y red portátil.

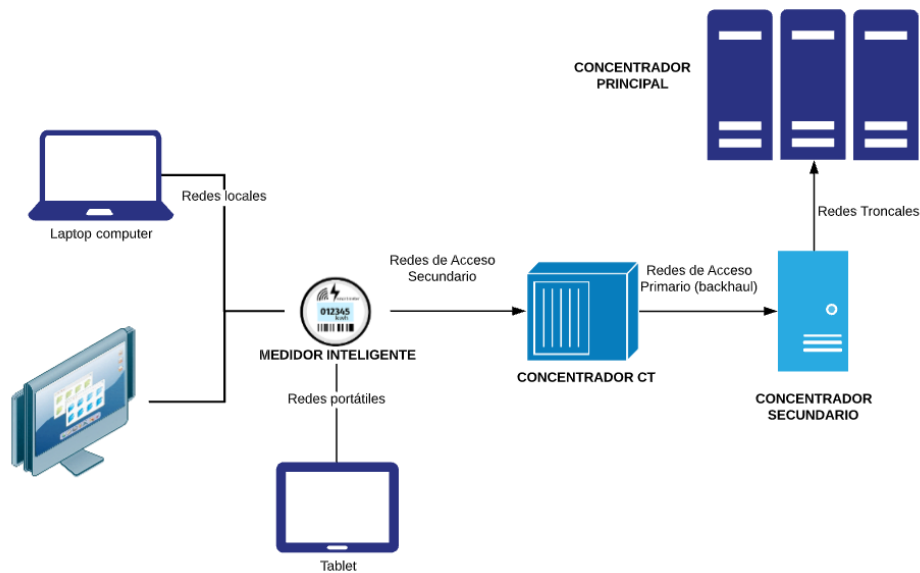


Figura 6: Arquitectura de Comunicación para Sistemas de Medición Inteligente.

Redes Fijas

Una red fija realiza el enlace de comunicación que lleva la información proporcionada por la lectura de los contadores digitales hacia los sistemas centrales sin la intervención del ser humano [22].

Las redes fijas pueden clasificarse en red troncal y redes de acceso. Las redes troncales establecen la comunicación entre el concentrador principal con los concentradores secundarios.

Red de Acceso Primario

Comunican los concentradores secundarios con los concentradores CT. En términos anglosajones se conocen como Haul Networks [22].

Red de Acceso Secundario

También se conocen como Access Network, que se encargan de intercomunicar los concentradores CT con los contadores de los clientes.

Red Local

Es la red que está destinada a recolectar la información procedente de los contadores y emitirlas en aplicaciones apropiadas para sus usuarios finales. También se conocen como redes HAN (Home Area Network) que unen las redes de acceso secundario con las redes de ámbito doméstico [22].

Red Portátil

Se denominan portátiles ya que se asocian a los terminales portátiles de lectura (TPL). Normalmente, el enlace de comunicación entre el TPL y el contador es inalámbrico empleando radiofrecuencia ya sea en comunicaciones telefónicas de naturaleza 2G o 3G [23].

Topologías de Comunicación

Existen diferentes métodos que permiten establecer la comunicación entre contadores y concentradores. En la Tabla 4, se presentan las topologías más empleadas asociadas a los equipos de un sistema de medición eléctrica inteligente.

Tabla 4: Topologías de comunicación para Sistemas de medición inteligente.

Topologías de comunicación		
Topología	Descripción	Ejemplo
Estrella	Su configuración es básica, apropiada para aplicaciones inalámbricas. Los medidores transmiten información directamente al medidor central.	
Árbol	Existen medidores configurados como repetidores, que reenvían la información recibida hasta el nivel jerárquico superior, y viceversa.	
Red Mallada	Adapta tecnologías alámbricas e inalámbricas, minimizando costes en infraestructura.	

1.5.9. Tipos de tecnologías de Comunicación y Arquitecturas

El despliegue de los medidores inteligentes demanda un gran esfuerzo en varios países que buscan actualizar su red eléctrica convencional a una red inteligente. De esta manera, se requiere de una red de comunicaciones que proporcione grandes características como una alta velocidad para la transmisión de datos provenientes de medidores y otros dispositivos inteligentes. En este sentido, es importante analizar las infraestructuras de comunicación para definir sus características, su actualización y despliegue [24].

De manera general la infraestructura de comunicación de una red eléctrica inteligente se compone fundamentalmente en tres marcos:

- Red de área doméstica (HAN) o red de comunicación para edificios (BAN).
- Red de área entre vecinos (NAN) o red de área de campo (FAN).
- Red de área extendida (WAN).

El rendimiento de los marcos de las infraestructuras de comunicación se compara en la Tabla 5. La comparación se realiza en función de su tasa de datos, el área de cobertura, la tecnología empleada y sus aplicaciones.

Tabla 5: Comparación de la infraestructura de comunicación de la red inteligente.

Tipo de Red	Tasa de Datos	Área de Cobertura	Tecnología	Aplicaciones
HAN	1 – 100 kbps	1 – 100 m	ZigBee, Wi-Fi, Bluetooth, PLC, Ethernet.	Domótica y automatización de edificios.
NAN	100 kbps – 10 Mbps	100m – 10km	Redes de malla ZigBee, redes de malla Wifi, PLC, Wimax, red celular, línea de suscriptor digital y cable coaxial.	Medición Inteligente, respuesta a la demanda y automatización de la distribución.
WAN	10 Mbps – 1Gbps	10 – 100 km	Red de comunicaciones por fibra óptica, red celular, Wimax y Satélite.	Área amplia, control, vigilancia y protección.

1.5.10. Sistema de Información de Gestión

Un sistema de gestión está asociado directamente con el software que permitirá el procesamiento y almacenamiento de datos y la administración de información a un largo plazo. Generalmente, en grandes ciudades existen sistemas de gestión dedicados al tratamiento de la información recolectada por medidores inteligentes capturados por una infraestructura avanzada (AMI).

El sistema de Gestión se caracteriza por realizar el análisis detallado de la información, esto lo hace de manera organizada: en primer lugar, realiza la importación de datos, luego realiza la validación, seguidamente realiza un filtro y procesa la información antes de ponerla a disposición para acciones de facturación y análisis.

En los sistemas de medición inteligente la gestión de la información se consolida como el punto de mayor interés. Entre las características más importantes se debe resaltar la facilidad para almacenamiento y gestión de un gran volumen de información, es así como en un proceso ordenado y óptimo se estructura en tres subsistemas que se divisan en el esquema de la Figura 7.

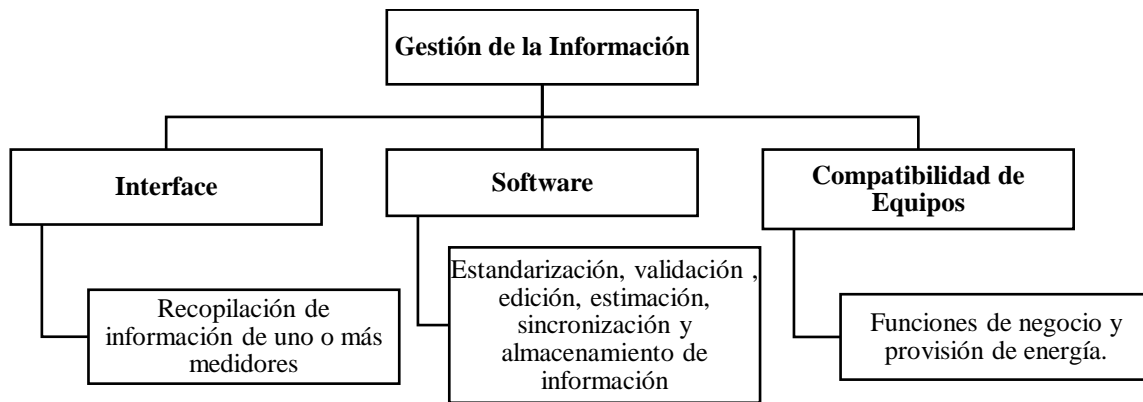


Figura 7: Estructura del Sistema de Gestión de la Información [10].

El empleo de un sistema de gestión de datos de medidores denotado en términos anglosajones como Meter Data Management MDM, presenta importantes ventajas entre las principales están:

- Soporta contextos de medición eléctrica diferentes.
- Permite el acceso a la información de manera confiable y segura.
- Es un sistema escalable capaz de integrar datos de medidores avanzados.
- Interfaz web adaptativa, es decir su visualización puede realizarse desde diversos terminales móviles que disponga el usuario.
- Compatibilidad con sistemas diversos entre los más importantes MDCs/Head – Ends.

Los medidores inteligentes envían los datos a un sistema de gestión de medición de manera inmediata. De esta manera las empresas eléctricas en función del tipo de cliente (residencial, comercial o industrial), almacenan y analizan dichos datos lo que implica que las empresas eléctricas de distribución contemplen las siguientes consideraciones:

- Tomar decisiones sobre la compra de energía en forma eficiente.
- Activación de programas de eficiencia energética.
- Detección temprana en casos de hurto de la energía eléctrica.
- Comprar y corregir los datos del proveedor del sistema de medición.

- Hay que destacar y minimizar la energía no facturada.

1.5.11. Normas Técnicas en sistemas de Medición Inteligente

A escala mundial existen numerosas normativas vinculadas a los sistemas de medición inteligente, de esta manera se mencionan las más importantes que se aplican en las redes eléctricas inteligentes asociadas con los sistemas de medición eléctrica inteligente como las que se aprecian en la Tabla 6 [16], [25].

Tabla 6: Principales normativas asociadas a medición eléctrica inteligente

Normativas de Medición Inteligente		
Instituto Americano de Estándares Nacional ANSI	Comisión Electrotécnica Internacional IEC	Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST)
C12.18: Envío de información empleando puertos ópticos – infrarrojos.	61850: Automatización de subestaciones, generación distribuida, aplicaciones SCADA y distribución de energía automatizada.	SP-800.5: Seguridad y control en sistemas de información federal.
C12.19: Define la comunicación y parámetros en una industria para enlaces entre medidores.	61968: Interfaz de enlace de comunicación para la red AMI y distribución de la energía.	800.823: Manual de operaciones para sistemas de control y seguridad industrial.
C12.22: Interfaz de Red para la comunicación del medidor.	TC13 y 57: Adquisición, procesamiento y comunicación de datos en una red AMI.	
	62056: Adquisición, y comunicación de datos, tarifas y control de carga.	
	62058: Equipos de medición de electricidad.	
	62325: Marco para las comunicaciones en el mercado energético	
	62351: Seguridad para las redes inteligentes.	
	60870: Protocolos de Transporte y Comunicación	
	61400-25: Comunicación y monitoreo de plantas eólicas.	

En el tema seguridad hay que resaltar el protocolo DLMS/COSEM ya que los medidores inteligentes figuran como el objetivo a ser atacado por ciberdelincuentes por ser el punto más cercano a los usuarios. Ante ello y como medida de prevención se emplea el protocolo de especificación de mensaje de idioma del dispositivo – Especificación de compañía para medición de energía. Sin embargo, estas medidas presentan algunas vulnerabilidades que han

despertado la investigación para el desarrollo de innovadoras arquitecturas que emplean pruebas de software para determinar la confiabilidad de las comunicaciones [26]. DLMS/COSEM es aprobado por la IEC además presenta un mejor rendimiento en la utilización del tamaño de datos sobre otros como SML e IEC61850 [27].

ZigBee es una tecnología de comunicaciones inalámbrica de baja potencia avalada por la ZigBee Alliance y regulada por estándar IEEE 802.15.4 operando en las frecuencias 915/868 MHz o 2,4 GHz. Una de las ventajas es su capacidad de extensión de la red a través de configuraciones en malla y multisalto que se da entre medidores o entre un medidor y la unidad de concentración de datos DCU. De esta manera se fortalece la comunicación en redes HAN. A pesar de que la manipulación de los dispositivos ZigBee no es complicada no existe un estándar de cooperación entre estos y el estándar DLMA/COSEM en una red inteligente. No obstante, existe una cooperación entre el dispositivo de capa física como es el protocolo DLMS/COSEM [28].

Con la evolución de los sistemas de comunicación aparece el estándar IEEE 1901.2 orientado a la comunicación de línea eléctrica de baja frecuencia y banda estrecha empleado en aplicaciones de redes inteligentes. Es así, como se obtiene un nuevo punto de referencia, rendimiento y confiabilidad [29]. Asimismo, IEEE 1901.2 emplea IEEE 802.11X para seguridad en cuyo contexto no se define el uso del método EAP. G3-PLC fue la base para el desarrollo del estándar IEEE 1901.2 donde se definen métodos para la comunicación de la capa física y de acceso al medio. Sin embargo, esos métodos no están completos para la capa de enlace de datos. Adicionalmente, todas las funciones de seguridad para este estándar son proporcionadas por capas superiores [30].

El estándar ANSI C12.18, comprende los requisitos para la comunicación por medio de un puerto óptico entre un dispositivo y un cliente del tipo C12.18. Normalmente, en el lado del cliente se tiene un lector que puede ser un PDA, un computador personal u otro equipo de comunicaciones [31].

En la última década, la industria de servicios ha empleado comunicaciones de puerto óptico definidas bajo el estándar ANSI C12.18. Mientras que las comunicaciones de módem telefónico se rigen por el estándar ANSI C12.21. Aunque los estándares tenían un gran éxito, faltaba un estándar para explotar sus capacidades de comunicación en red para el intercambio de datos. Es así como surge el estándar ANSI C12.22 desarrollado para infraestructuras de medición avanzadas, ofertando así un conjunto de protocolos abierto y completo [32].

1.6. Implicaciones de Seguridad y Almacenamiento de información

El tema de medición del consumo eléctrico implica grandes desafíos, es así como se debe asegurar la información recolectada por los medidores inteligentes. La interconexión de estos dispositivos demanda gran seguridad debido que un ataque informático puede ocasionar un daño irreparable. En este sentido, se prevé utilizar sistemas distribuidos de ciberseguridad para monitorizar y asegurar la integridad de los datos.

Entre los principales desafíos de seguridad que se presentan en los sistemas de seguridad están:

- Escuchar a Escondidas.

Este tipo de ataque de seguridad intenta vulnerar la seguridad de la información que se transfiere entre los medidores inteligentes y las empresas proveedoras del servicio. El objetivo que se alcanza es conocer la privacidad del cliente a través de un canal de comunicación ya sea alámbrico o inalámbrico. Este tipo de ataques es muy difícil de realizarlos porque la comunicación no se interrumpe durante el proceso.

- Denegación de Servicios (DoS).

Es una técnica más compleja ya que su objetivo es la infraestructura de medición inteligente completa, la red inteligente o parte de ella. El atacante envía comandos simultáneamente a las puertas de enlace de los medidores inteligente o hacia el otro extremo afectando a los servidores de servicios públicos. De esta manera el sistema no puede responder a las solicitudes legítimas lo que provoca el cierre de la red o parte de ella afectando así los servicios esenciales.

- Ataques de inyección de paquetes.

Esta técnica inyecta paquetes falsos en la red de comunicaciones. En este sentido, se busca interrumpir el proceso de registro de energía en partes de la infraestructura de medición inteligente lo que compromete el proceso de facturación. Lo que genera facturas falsas originando pérdidas que afectan directamente a empresas proveedoras del servicio eléctrico.

- Ataques de inyección de Programa maligno (Malware).

Este tipo de ataques compromete la comunicación entre los equipos de red afectando los procesos de facturación y consecuentemente la generación de informes. Estos errores pueden ocasionar grandes fallos entre la relación demanda-consumo lo que causaría una desestabilización de la carga en la red.

- Ataques remotos de conexión-desconexión.

Esta función permite detener la red o parte de ella de manera remota, donde el atacante puede decidir si se conectan o desconectan usuarios a la red de medición inteligente.

- Ataques de manipulación de firmware.

La manipulación del firmware se realiza sobre los medidores inteligente o sobre las puertas de enlace, interrumpiendo así el proceso de facturación y contabilidad de los medidores. Estas acciones provocan consumos falsos por lecturas erróneas afectando a un usuario, sin embargo, también se lo lanza a gran escala.

- Ataques de Intermediarios.

Este ataque redirecciona el tráfico de la información, capturando los mensajes y transmitiéndolos hacia otra parte sin que el usuario se dé cuenta. Es así como el atacante puede escuchar la información a escondidas dentro de una red local o en un enlace de comunicación de área extendida (WAN) [3].

Ante las diferentes implicaciones de seguridad, se describen los principales protocolos y normativas empleadas en infraestructuras de medición avanzada.

1.7. Características para prestar el suministro

El suministro eléctrico debe considerar ciertas características, definiciones y términos que le permiten a las empresas Distribuidoras ejercer acciones para atender el suministro, entre las principales están:

- Punto de Entrega.
- Categoría, grupo y tipo de tarifa.
- Forma de Comercialización.

1.7.1. Punto de Entrega

Representa el punto de provisión eléctrica al consumidor, es decir, se encuentra en el mismo punto de medición. En este sentido, se debe establecer el nivel de tensión, el lugar, el circuito de conexión, el sistema de medición, el sistema de corte, el sistema de protección, la protección de puesta a tierra y exigencias de obras civiles, asimismo considerar las condiciones de seguridad, eficiencia, continuidad, calidad y mínimo costo.

Las empresas de distribución deben estipular los análisis que certifiquen la calidad y confiabilidad de la red de distribución, así como las acciones necesarias para la satisfacción de

la demanda. Es así como, se necesita delimitar los diferentes niveles de voltaje en función de los siguientes parámetros:

- Los clientes o consumidores que presenten una demanda inferior o igual a 12kW se considerarán como bajo voltaje [33].
- Por otra parte, quienes excedan los 12kW se organizan en los grupos de baja, media y alta tensión según lo determine la compañía distribuidora en base a los análisis de conectividad.

1.7.2. Asignación de la tarifa

Es deber de las empresas distribuidoras evaluar y verificar las particularidades del equipamiento y el uso declarado por el demandante, de esta forma se asigna el tipo de tarifa que le corresponde a los diferentes usuarios por el servicio solicitado.

1.7.3. Forma de Comercialización

Es importante que cada empresa de Distribución implemente su esquema de comercialización en modalidad pospago, sin embargo, puede ofrecer en forma opcional el esquema prepago. Es de especial interés que los clientes que se adjunten al esquema de planificación prepago tendrán los mismos derechos y necesidades, las mismas tarifas, subsidios y demás cargos que se aplican en la modalidad pospago.

1.7.4. Medición Semi Directa

Representa al ejemplo de unión donde las señales de voltaje registradas por el medidor son las mismas que recoge la carga, mientras que las señales de corriente que registra el contador provienen de los devanados secundarios de los transformadores de intensidad eléctrica que recibe la carga.

1.7.5. Medición Indirecta

Representa al tipo de conexión donde las señales que registra el contador proceden de los devanados secundarios de los transformadores de tensión e intensidad eléctrica empleados para entregar energía a la carga.

2. METODOLOGIA.

En el caso de Ecuador, se ha iniciado un proceso ambicioso de ejecución de un sistema de medición Inteligente. El dispositivo de medición inteligente proporciona datos asociados al consumo de energía del cliente sea residencial, comercial o industrial. Estos datos pueden consolidar la base para alcanzar información muy valiosa en tareas de optimización y racionalización de energía. Asimismo, la información que se puede extraer de los medidores inteligentes facilita acciones de corte, restauración o supervisar el estado del servicio eléctrico. Además, es posible monitorizar remotamente el flujo de energía que ha operado el medidor eléctrico en diferentes horizontes de tiempo ya sea diario, semanal o mensualmente. La visualización de esta información se la puede desplegar en una página web empleando un usuario y contraseña.

De manera rápida, los medidores inteligentes envían datos del consumo eléctrico de los clientes de la compañía eléctrica. En este sentido, se analiza el número de clientes de las diferentes empresas eléctricas de distribución, planteando así una arquitectura global que permita una rápida expansión del sistema de medición eléctrica inteligente.

A nivel mundial las redes eléctricas inteligentes ganan mayor espacio en mercados internacionales como Estados Unidos, Canadá, Japón y Europa, mientras que en Sudamérica uno de los países con mayor desarrollo es Brasil [34].

En este sentido, se presentan desafíos por las distintas empresas de regulación y control del servicio eléctrico. Ante ello la metodología a seguir es dividir la implementación por etapas o fases que faciliten el despliegue de una infraestructura de medición escalable para todos los clientes de categoría comercial e industrial. De manera general se debe considerar el esquema de bloques que facilitará el desarrollo de proyectos de medición inteligente, Figura 8. De esta manera, el esquema de la se presentan las diferentes etapas del proceso que se han empleado en el análisis de la presente propuesta.



Figura 8: Metodología en Proyectos de Medición Inteligente.

2.1. Caracterización del Sistema de Medición Eléctrica Ecuatoriano.

Los medidores eléctricos o contadores de energía se consolidan como un dispositivo fundamental para facturar el consumo energético en un tiempo establecido, normalmente se lo contabiliza en kilovatios hora (kWh). En nuestro país, se tiene un registro estadístico de 5'368.493 clientes regulados donde el 99,87% cuentan con medidores. Mientras los 6.872 clientes corresponden a consumos eventuales o asociados al consumo de empresas distribuidoras.

Además, en el año 2021 se registraron 153.337 medidores inteligentes (AMI), los mismos que presentan funcionalidades importantes como mediciones remotas en tiempo real.

Durante el año 2020, la producción total de energía en el Ecuador llegó a los 31.248 GWh. En la Tabla 7, se presentan las provincias con mayor aportación de energía.

Tabla 7: Producción de Energía por provincia [35].

Provincia	Energía GWh	Porcentaje %
Azuay	9.553,40	30,57
Napo	7.269,56	23,26
Tungurahua	2.737,54	8,76

La mayor contribución eléctrica se encuentra en Azuay debido al complejo hidroeléctrico conformado por las centrales: Paute-Molino, Sopladora, Minas San Francisco. Mientras que en Napo se encuentra Coca Codo Sinclair, y finalmente en Tungurahua se encuentran San Francisco, Agoyán, Pucará y Topo.

El territorio ecuatoriano está dividido en 20 zonas de prestación del servicio público de electricidad, dónde 11 pertenecen al gremio de las Unidades de Negocio de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), mientras los 9 restantes se vinculan a las empresas eléctricas de distribución, como se aprecia en la Tabla 8.

Tabla 8: Áreas de prestación del servicio eléctrico [35].

Empresa	Área (Km ²)	% de participación en las provincias
CNEL-Sucumbíos	38.517,82	14,97
CNEL-Esmeraldas	15.526,49	6,04
CNEL-Sto. Domingo	12.894,11	5,01
CNEL-Manabí	10.909,04	4,24
CNEL-Guayas Los Ríos	10.354,14	4,03

CNEL-El Oro	6.731,86	2,62
CNEL- Sta. Elena	6.487,26	2,52
CNEL-Milagro	5.025,53	1,95
CNEL-Bolívar	4.038,86	1,57
CNEL-Los Ríos	4.009,97	1,56
CNEL-Guayaquil	1.382,89	0,54
Total, CNEL	115.877,98	45,05
E.E. Ambato	41.787,30	16,25
E.E. Centro Sur	30.273,40	11,77
E.E. Sur	22.787,55	8,86
E.E. Quito	13.399,10	5,21
E.E. Norte	11.862,10	4,61
E.E. Galápagos	8.233,11	3,20
E.E. Riobamba	5.964,41	2,32
E.E. Cotopaxi	5.880,14	2,29
E.E. Azogues	1.150,21	0,45
Total, Empresas Eléctricas	141.337,32	54,95
Total, General	257.215,30	100

De esta manera, la prestación del servicio eléctrico se encuentra estructurada de la siguiente manera: el 45,05% del territorio ecuatoriano está cubierto por CNEL EP, mientras que el 54,95% lo cubren las empresas eléctricas de distribución.

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, es considerada como la empresa de distribución y comercialización de electricidad más grande del país, ya que provee del servicio a toda la región costa, en la sierra la provincia de Bolívar y en la Amazonía las provincias de Sucumbíos y parte de Orellana según se visualiza en la Figura 9[36].



Figura 9: Área de prestación del Servicio público de energía eléctrica.

En el país se dispone de un Sistema SCADA en el que la infraestructura de comunicación presenta una arquitectura común, de esta manera se alcanza una configuración, soporte y mantenimiento eficiente.

En este sentido, el sistema SCADA está compuesto por tres Centros de Datos Nacionales (CDN). Los centros de datos principales se localizan en Quito y Guayaquil y que se comunican en modo activo-activo o en modo activo-espera, es así como se constituyen en respaldo del otro. El tercer centro de datos se ubica en Cuenca y presenta menores prestaciones, donde su mayor funcionalidad se centra en el desarrollo QADS y entrenamiento OTS. En la Figura 10, se presenta el esquema de conexión de los centros de datos nacionales [37].

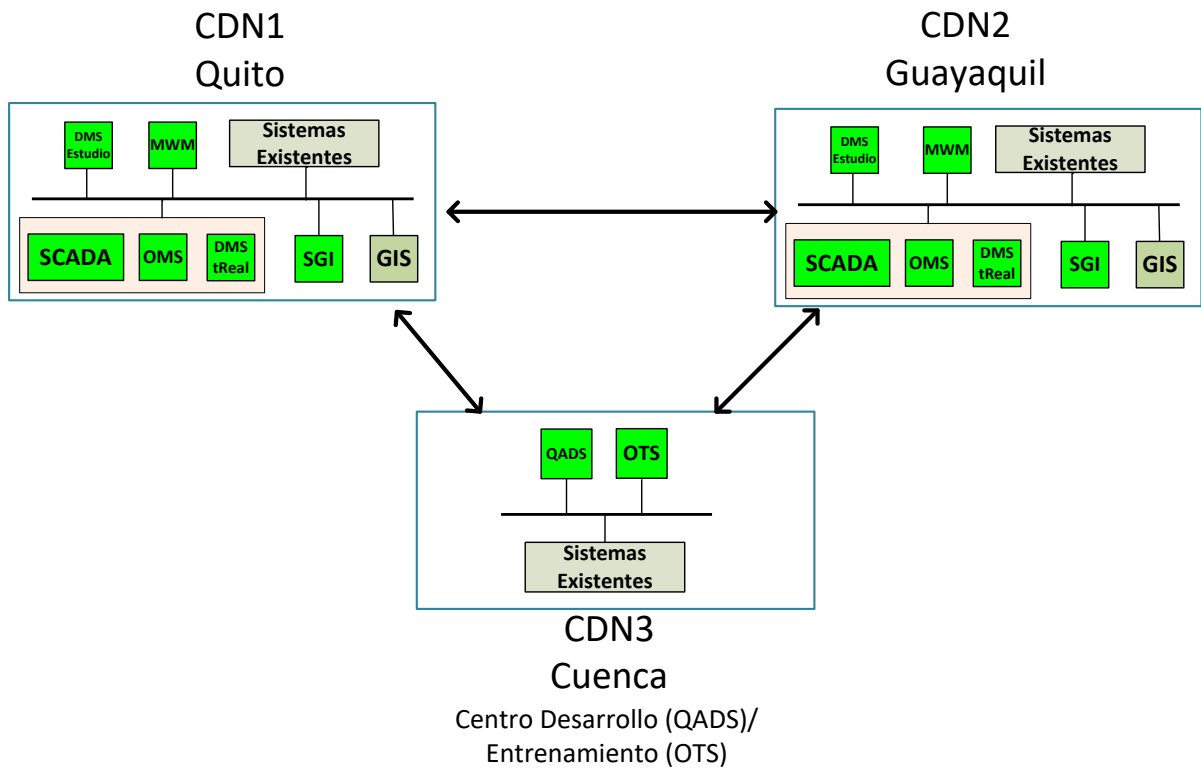


Figura 10: Esquema de conexiones entre los tres Centros de Datos Nacionales [37].

Los centros de datos nacionales tienen un espacio de responsabilidad zonal, es decir permiten la manipulación del sistema eléctrico de las empresas del contratante desde un centro de control zonal. En la operación del sistema eléctrico de distribución del Ecuador es importante el establecimiento de centros de control zonales.

Además, el centro de control a nivel nacional está instalado en la ciudad de Quito. Desde este centro se realiza la operación del sistema eléctrico asumiendo las funcionalidades de cada uno de los centros de control zonales y locales.

En la Tabla 9, se muestra la distribución de las empresas eléctricas y unidades de negocio de CNEL en función de sus áreas de responsabilidad.

Tabla 9: Zonas de operación de las Empresas de Distribución

ZONAS DE OPERACIÓN

ITEM	CENTROS DE CONTROL		
	LOCAL	ZONAL	NACIONAL
1	EEQ (Quito)	Norte (Quito)	NACIONAL (Quito)
2	EEASA (Ambato)		

3	CNEL Esmeraldas	
4	CNEL Sucumbíos	
5	CNEL Santo Domingo	
6	CNEL Bolívar	
7	ELEPCOSA (Cotopaxi)	
8	EMELNORTE (Ibarra)	
<hr/>		
9	CNEL Guayas Los Ríos	
10	EEP Guayaquil	
11	CNEL Los Ríos	Oeste (Guayaquil)
12	CNEL Milagro	
13	CNEL Manabí	
14	CNEL Santa Elena	
<hr/>		
15	CENTROSUR (Cuenca)	
16	EEACA (Azogues)	
17	EERSSA (Loja)	Sur (Cuenca)
18	EERSA (Riobamba)	
19	CNEL El Oro	

2.1.1. Clientes del Sistema de Medición Eléctrico

En los siguientes párrafos se presenta información asociada a los clientes del servicio eléctrico y que se rigen por el pliego tarifario. De manera general, los clientes se agrupan por su consumo eléctrico en clientes: residencial, comercial, industrial y otros. Aproximadamente, en el año 2021 consolidaron un total de 5 millones 490 mil 053 clientes que se encuentran digitados en la Tabla 10:

Tabla 10: Clientes Regulados en el Ecuador [35], [38].

Empresa	Clientes Regulados				
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total Regulados
CNEL-Guayaquil	634.518	77.122	2.260	5.112	719.012
CNEL-Guayas Los Ríos	336.222	20.215	819	5.778	363.034
CNEL-Manabí	310.035	18.528	559	5.334	334.456
CNEL-El Oro	244.186	21.342	1.636	3.857	271.021

CNEL-Sto. Domingo	229.516	24.995	280	3.254	258.045
CNEL-Milagro	143.503	12.265	171	1.653	157.592
CNEL-Esmeraldas	120.297	8.543	366	2.411	131.617
CNEL-Los Ríos	133.354	7.671	359	1.791	143.175
CNEL-Sta. Elena	119.610	9.644	203	2.191	131.648
CNEL-Sucumbíos	88.372	12.014	486	2.481	103.353
CNEL-Bolívar	63.497	3.500	127	1.454	68.578
CNEL EP	2.423.110	215.839	7.266	35.316	2.681.531
E.E. Quito	1.052.689	138.850	12.430	16.889	1.220.858
E.E. Centro Sur	375.653	36.143	5.123	6.591	423.510
E.E. Ambato	252.651	29.104	6.222	5.480	293.457
E.E. Norte	228.636	26.512	2.712	4.744	262.604
E.E. Sur	192.294	18.497	1.346	6.746	218.883
E.E. Riobamba	160.496	18.840	716	3.290	183.342
E.E. Cotopaxi	134.521	11.781	3.730	2.399	152.431
E.E. Azogues	36.105	2.680	459	612	39.856
E.E. Galápagos	10.620	2.229	183	549	13.581
Empresas Eléctricas	2.443.665	284.636	32.921	47.300	2.808.522
Total	4.866.775	500.475	40.187	82.616	5.490.053

La provincia con el registro más elevado de clientes es Pichincha, mientras que Galápagos registra el menor número de clientes residenciales y comerciales, no obstante Bolívar es la provincia con menor número de clientes industriales, como se aprecia en la Tabla 11.

Tabla 11: Número de clientes regularizados por provincia

Provincia	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
Azuay	296.872	28.465	4.714	4.733	334.784
Bolívar	62.354	3.548	128	1.429	67.459
Cañar	89.273	7.180	782	1.418	98.653
Carchi	52.804	5.979	248	1.038	60.069
Chimborazo	164.236	19.103	712	3.297	187.348
Cotopaxi	136.058	11.847	3.734	2.437	154.076

El Oro	223.617	20.013	1.427	3.499	248.556
Esmeraldas	127.088	8.853	374	2.498	138.813
Galápagos	10.620	2.229	183	549	13.581
Guayas	1.060.410	106.771	3.136	11.946	1.182.263
Imbabura	144.205	15.926	1.640	3.077	164.848
Loja	157.474	14.638	1.005	5.126	178.243
Los Ríos	223.613	13.696	523	2.992	240.824
Manabí	375.053	23.338	601	6.560	405.552
Morona Santiago	43.801	4.765	405	1.683	50.654
Napo	31.968	3.812	365	1.263	37.408
Orellana	37.752	4.901	252	1.048	43.953
Pastaza	25.037	4.543	518	943	31.041
Pichincha	1.084.593	143.649	13.187	17.442	1.258.871
Santa Elena	92.066	7.324	170	1.749	101.309
Santo Domingo De Los Tsáchilas	148.755	18.738	217	1.687	169.397
Sucumbíos	51.503	7.166	238	1.495	60.402
Tungurahua	196.864	20.815	5.329	3.261	226.269
Zamora Chinchipe	30.759	3.176	299	1.446	35.680
Total	4.866.775	500.475	40.187	82.616	5.490.053

Desde el año 2012 han existido varios cambios en el sector eléctrico lo que ha causado incrementos en los consumidores de electricidad. En la Tabla 12, se presenta las tasas de crecimiento por el tipo de consumidores hasta el año 2021.

Tabla 12: Tasa de Crecimiento promedio en los últimos 10 años.

Tipo de Consumidor	Tasa de crecimiento promedio (%)
Residencial	2.36
Comercial	1.31
Industrial	-1.77
Otros	3.64

Asimismo, según el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables en su informe de Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano publica que a 2021 existen 5 millones 490 mil 268 medidores incluyendo consumidores regulados y no regulados. Ciertamente, el grupo de consumidores más representativo es el residencial con el 88.65%, seguido por el comercial a un 9.12%.

Un Sistema Eléctrico de Potencia se define por la integración de acciones de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, de esta manera, es importante establecer regulaciones que sean estrictas y puntuales. Es así como se avala la continuidad, eficiencia, calidad, costos justos, protección de los derechos de consumidores e integridad del sistema.

En el Ecuador las empresas dedicadas a la distribución del servicio de energía eléctrica han establecido regulaciones con el organismo de regulación y control del servicio eléctrico. Entre ellas, se encuentra la regulación N° 004/01 que trata a cerca de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución que está en vigencia desde el año 2001. En este sentido se busca asegurar el nivel satisfactorio de los servicios eléctricos previstos a los consumidores finales, que se logra a través de índices de calidad.

Actualmente, la calidad de la energía eléctrica es un tema de gran interés por las necesidades tecnológicas que se han presentado en los últimos años. De esta manera se prevé que a futuro las aplicaciones y usos de energía eléctrica sea muy diverso lo que implica que los nuevos proyectos superen los índices de calidad.

Asimismo, la infraestructura de medición avanzada debe satisfacer índices de calidad considerando las características descritas por un sistema de medición inteligente. De esta manera se estiman múltiples y diversas aplicaciones asociadas al sector de distribución del servicio eléctrico y consolidar así beneficios sobre la calidad de energía.

En este sentido, la regulación del servicio eléctrico 004/01 está orientado en la calidad de la energía consolidada principalmente en tres aspectos:

- Calidad de la Energía.
- Calidad del Servicio Técnico.
- Calidad del Servicio Comercial.

Dentro del contexto de la calidad del servicio eléctrico es importante realizar ciertas actividades como es la medición, levantamiento y procesamiento de información que permita establecer compensaciones con los consumidores afectados [39].

En el último año, se han contabilizado un total de 5'490.053 consumidores regulados donde el 99.84% disponen de medidores o contadores de energía, mientras que la diferencia corresponde a consumidores sin medidor, es decir sistemas aislados alimentados por paneles fotovoltaicos, consumidores eventuales y los consumos asociados a las empresas de distribución.

En la Tabla 13, se presenta de manera más detallada el número y tipo de medidores empleados por cada una de las empresas de distribución del servicio eléctrico de energía.

Tabla 13: Número y Tipos de Medidores

Empresa	Tipos de Medidores			Total, Medidores
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
CNEL-Guayaquil	694,310	16,212	8,477	718,999
CNEL-Guayas Los Ríos	28,426	330,395	3,557	362,378
CNEL-Manabí	26,960	305,491	2,000	334,451
CNEL-El Oro	24,226	244,617	2,039	270,882
CNEL-Sto. Domingo	20,635	235,986	1,420	258,041
CNEL-Milagro	10,131	146,680	768	157,579
CNEL-Esmeraldas	11,583	118,035	789	130,407
CNEL-Los Ríos	21,875	120,618	674	143,167
CNEL-Sta. Elena	9,785	120,083	1,350	131,218
CNEL-Sucumbíos	14,796	85,787	2,618	103,201
CNEL-Bolívar	16,912	51,211	456	68,579
CNEL EP	879,639	1,775,115	24,148	2,678,902
E.E. Quito	121,666	999,711	98,776	1,220,153
E.E. Centro Sur	68,635	330,278	21,172	420,085
E.E. Ambato	33,958	254,841	4,659	293,458
E.E. Norte	69,506	187,753	3,678	260,937
E.E. Sur	62,737	154,406	1,592	218,735
E.E. Riobamba	112,266	70,178	814	183,258
E.E. Cotopaxi	55,418	94,888	1,841	152,147
E.E. Azogues	9,480	29,585	704	39,769
E.E. Galápagos	172	13,275	179	13,626
Empresas Eléctricas	533,838	2,134,915	133,415	2,802,168
Total	1,413,477	3,910,030	157,563	5,481,070

Existen diferentes tecnologías de medición de energía eléctrica, en este sentido se presenta una breve clasificación en función de tres parámetros como se aprecia en la Tabla 14.

Tabla 14: Clasificación de los Medidores eléctricos

Parámetros	Tipo de Medidor
	<ul style="list-style-type: none"> - De inducción: denominado también como electromecánico o analógico. Está compuesto por dos bobinas cuyos flujos magnéticos se encuentran desfasados 90° actuando en un disco de aluminio. Los flujos magnéticos producen giros a una velocidad proporcional a la potencia. Un ejemplo de estos medidores se aprecia en la Figura 11.



Figura 11: Medidor Electromecánico.

Por su constitución

- **Electrónico:** Proporcionan datos digitales de la lectura que se registran y empujan lecturas remotas, como se aprecia en la Figura 12. Operan a través de dispositivos de estado sólido produciendo pulsaciones de salida y su periodicidad es proporcional al consumo en Vatios hora, presentando así un incremento en su precisión que sus antecesores los medidores electromagnéticos.



Figura 12: Medidor Electrónico

Por el tipo de Energía que miden

- Medidores de Energía Activa: miden energía activa.
- Medidores de Energía Reactiva: miden energía activa y reactiva.

- Por el tipo de Servicio
- Monofásico dos hilos.
 - Monofásico tres hilos.
 - Bifásico tres hilos.
 - Trifásico cuatro hilos.

Las tecnologías más empleadas en los sistemas de medición eléctrica se basan en dos tipos de medidores que son electromecánicos y electrónicos. Estos a su vez se encuentran organizados en tres grandes grupos que son monofásicos, bifásicos y trifásicos, donde resaltan la empresa eléctrica Quito como la más grande del país con un total de 1'220,153.00 medidores seguida por la unidad de negocio CNEL Guayaquil que posee 718,999.00 medidores contabilizados hasta el año 2021.

En la Figura 13, se puede apreciar el número de medidores monofásicos por empresa eléctrica de distribución. De esta manera se organiza en barras el grafico de medidores electromecánicos y los medidores electrónicos, donde la mayor concentración para clientes monofásicos se encuentra en la unidad de negocio CNEL Guayaquil.

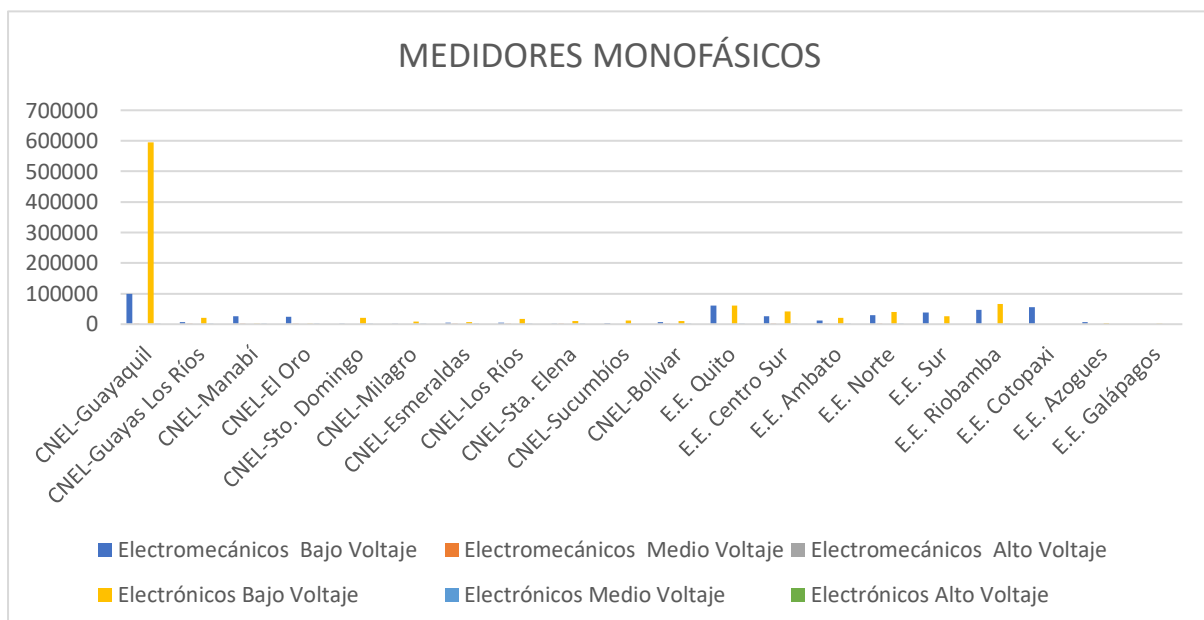


Figura 13: Medidores Monofásicos por Empresa Eléctrica de Distribución.

En la Figura 14, se puede apreciar el número de medidores bifásicos por empresa eléctrica de distribución. De esta manera se organiza en barras el grafico de medidores electromecánicos y los medidores electrónicos, donde la mayor concentración para clientes bifásicos se encuentra en la Empresa Eléctrica Quito.

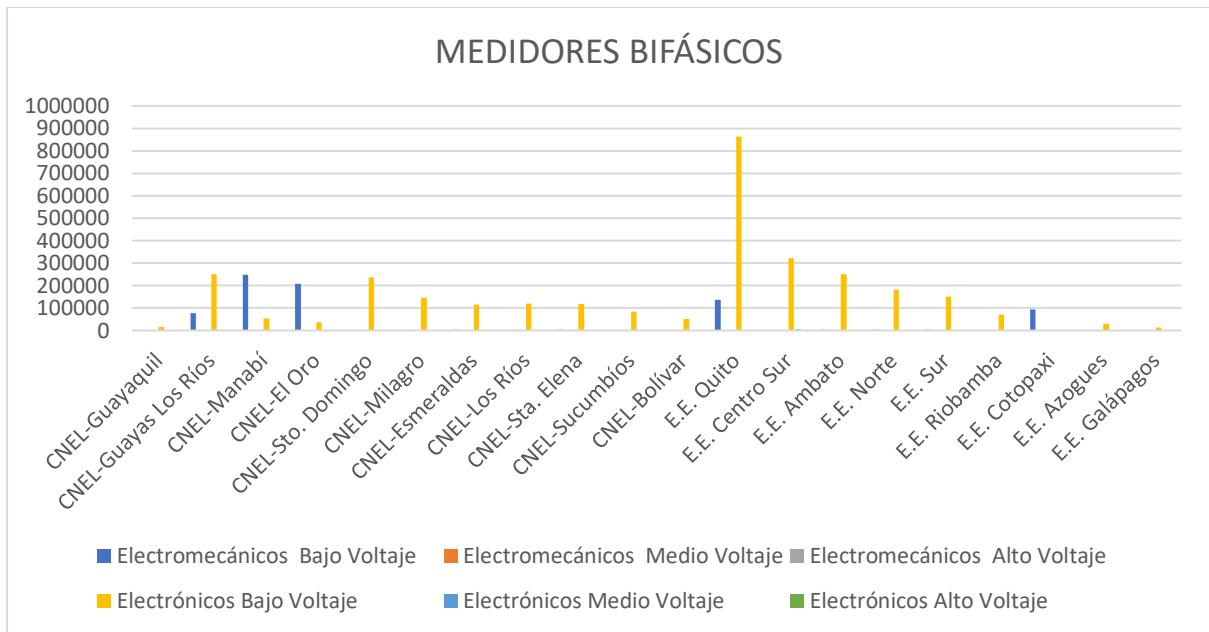


Figura 14: Medidores Bifásicos por Empresa Eléctrica de Distribución.

En la Figura 15, se puede apreciar el número de medidores trifásicos por empresa eléctrica de distribución. De esta manera se organiza en barras el gráfico de medidores electromecánicos y los medidores electrónicos, donde la mayor concentración para clientes trifásicos se encuentra la Empresa Eléctrica Quito seguida por la Empresa Eléctrica Centro Sur.

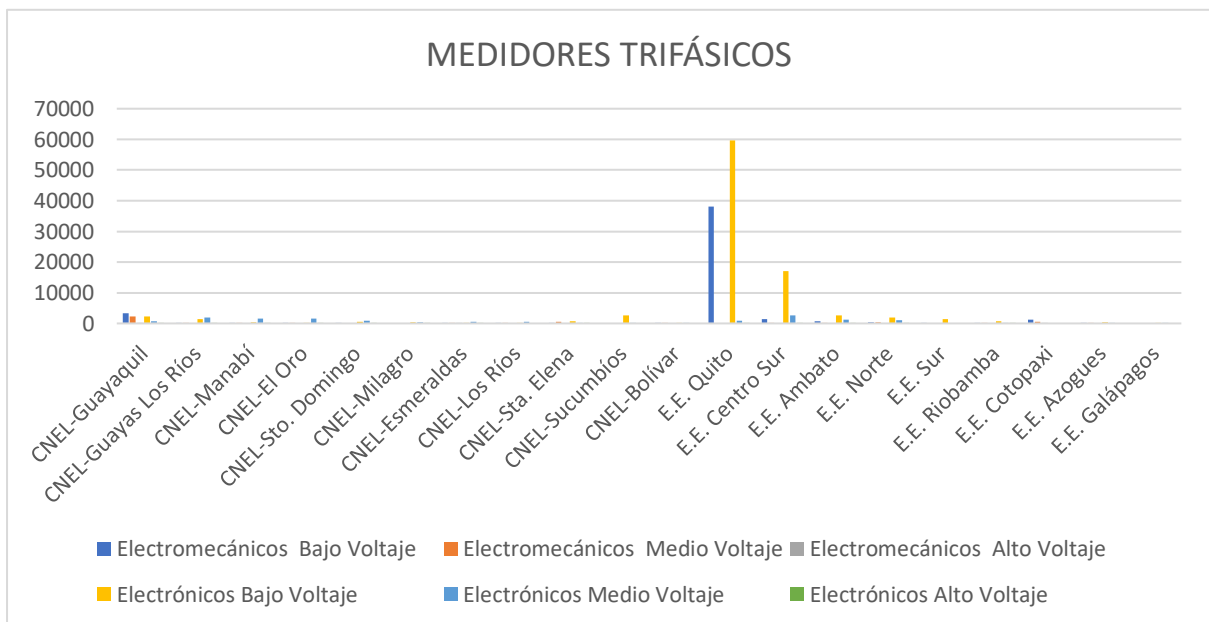


Figura 15: Medidores Trifásicos por Empresa Eléctrica de Distribución.

En Ecuador, se ha desplegado el programa SISMEC que se encuentra integrado por los siguientes componentes:

- Equipamiento de medición que contienen cableado, relés, equipo primario, contador principal, medidor registrador de respaldo y los dispositivos auxiliares que garanticen la obtención de la medición con el grado de precisión adecuado.
- Los equipos y medios de comunicación que faciliten la tele medición entre el CENACE y el titular de los equipos de medición.
- El terminal portátil de Lectura TPL.
- El concentrador primario de mediciones que es dirigido, sostenido y operado por el CENACE.

La Tabla 15, presenta una sinopsis de las importantes ventajas y desventajas del uso de medidores electromecánicos y electrónicos.

Tabla 15: Ventajas y Desventajas en contadores electromecánicos y electrónicos.

Tipo de Medidor	Ventajas	Desventajas
Electromecánico	<ul style="list-style-type: none"> - Su valor de adquisición es menor que un medidor electrónico. - Mantiene información de la última lectura cuando se produce una falla. - Su instalación no requiere de algún software. - Se pueden reparar empleando un equipo sencillo. - El equipo de contrastación es más sencillo que uno empleado para medidores electrónicos. - La toma de lectura de datos se puede realizar por los mismos a pesar de que no exista el abastecimiento de electricidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pueden manipularse con facilidad. - Requiere de un equipo adicional para registrar energía activa, reactiva, demanda máxima. - No es multifunción. - Los problemas que presenten no son fáciles de detectar. - Requieren de dispositivos adicionales para la toma de lecturas remota. - Sus funciones son limitadas. - Presentan elevados errores en el registro de potencia o energía consumida. - Solo pueden registrar un número determinado de magnitudes. - No detectan fraudes simples.
Electrónico o Digital (Marca Espacio)	<ul style="list-style-type: none"> - Su relación exactitud costo es muy buena. - El circuito es integrable a otros dispositivos. - La interfaz es sencilla y única. - Presenta una buena respuesta ante armónicos. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se puede obtener información de magnitudes eléctricas por fase. - Su calibración tiene que hacerse en hardware. - No es útil para medición de potencia activa KVA. - Su arquitectura es inflexible.
Electrónico o Digital (Muestro Digital)	<ul style="list-style-type: none"> - Puede obtener información de magnitudes eléctricas por fase. 	<ul style="list-style-type: none"> - Su tecnología es más costosa.

- Su calibración se la puede hacer por software.
- El costo y comportamiento están íntimamente relacionados.
- Permite registrar valores de VA en forma precisa.
- Su arquitectura es inflexible.
- Se pueden obtener datos de más magnitudes eléctricas.
- Su diseño y construcción es más sencillo.
- Se puede medir energía activa de manera directa mientras que para energía reactiva se necesita realizar el desplazamiento de fase.
- Moderado comportamiento de bajo costo.

**Electrónico o Digital
(Efecto Hall)**

- La linealidad no es buena en comparación con la tecnología de espacio-marca.
- Los elementos del circuito multiplicador deben ser de alta calidad lo que implica una tecnología más avanzada.

**Electrónico o Digital
(Transconductancia)**

- Es una tecnología que se emplea para procesos de fabricación de circuitos integrados.
- El rendimiento de los circuitos construidos no es tan bueno en cuanto a linealidad y temperatura.
- Su rendimiento es moderado a bajo.
- No es muy empleada en medición polifásica.
- Es una tecnología bien conocida.
- Es una tecnología confiable.

Dentro de los equipos de comunicación es importante considerar que dentro del Sector Eléctrico Ecuatoriano SEE, se cumpla el protocolo IEC-870-5/102 o con aquellos que se estén disponibles para la comunicación del concentrador primario instalado en el CENACE.

Además, se ha iniciado con la implementación de medidores inteligentes sumando un total de 153 mil 337 medidores. Estos proyectos se han dado lugar en la región Costa a través de cinco Unidades de Negocio: CNEL-El Oro, CNEL-Guayaquil, CNEL-Guayas Los Ríos, CNEL-Manabí y CNEL Santo Domingo.

El grupo denominado como otros corresponde al consumo eléctrico de entidades públicas, bombas de agua, controladores de circuitos entre otros. La mayor concentración de medidores inteligentes se da en el grupo de consumidores residenciales con un 65.14%, seguido por el grupo comercial con un 18.06%, como se aprecia en la Figura 16.

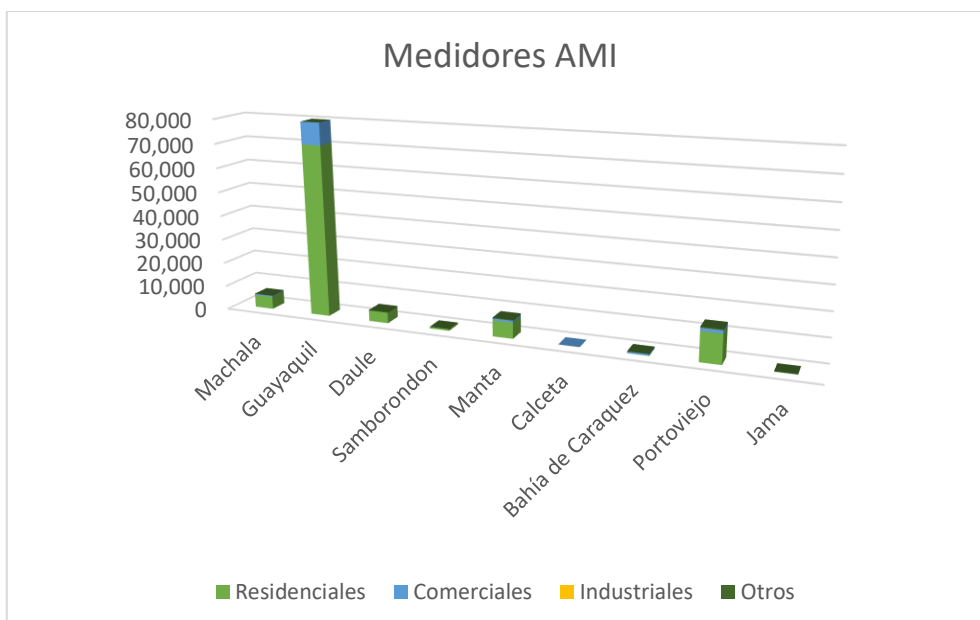


Figura 16: Número de Medidores Inteligentes.

2.1.2. Sistema de Toma de Lecturas

Los medidores electromecánicos y electrónicos están sujetos a las lecturas indicadas en el numerador o pantalla del medidor.

Los medidores están sujetos a una medición directa, que en el caso de los medidores electromecánicos resulta en un proceso de mayor dificultad ya que se realiza un mayor número de mediciones lo que ocasiona errores.

Por otra parte, en los medidores electrónicos la toma de lecturas se la puede realizar de dos maneras:

- Empleando un imán para activar la secuencia del despliegue de datos.
- Empleando una computadora portátil.

Sin embargo, este tipo de toma de lecturas presenta algunas consecuencias como se describe en la Tabla 16.

Tabla 16: Consecuencias e implicaciones de las tomas de lecturas.

Consecuencia	Implicaciones
Lecturas manuales	Costo adicional en personal de lectura. Errores humanos en medición y registro. Fraudes o intentos de soborno.

A diferencia del libro de registro de los medidores electromecánicos, se debe llenar las lecturas de más magnitudes considerando la aplicación de diferentes tarifas a un mismo abonado. Esto se logra gracias a la tecnología digital de los medidores electrónicos.

b.- Toma de lecturas con apoyo de un ordenador portátil.

Para realizar este procedimiento es importante que el medidor disponga de un puerto óptico que por lo general se localiza en la parte frontal del mismo. En este sentido, se necesita de una computadora portátil que integre los siguientes lineamientos tanto en hardware como software:

- Se recomienda un terminal digital portátil, una microcomputadora como ejemplo: modelo 386 DX.
- Al menos 640 KB de memoria RAM.
- Un drive para lectura de memorias externas.
- Disco duro superior a 20MB.
- Monitor cromático,
- Puerto de comunicaciones 9 o 25 LTPI
- Software: Soporte de MS DOS en su última versión generando archivos en los que se pueda visualizar las lecturas almacenadas.
- Interfaz óptica que permita el establecimiento de la comunicación entre el puerto serial y el puerto de comunicaciones de la computadora.

La computadora se enchufa a un adaptador de corriente y se define el puerto de comunicaciones para la interfaz óptica, luego el registro de datos se graba en un archivo previamente definido por el personal a cargo.

Toma de lecturas remotas

Las acciones de toma de lectura remota se han hecho posible gracias al desarrollo de los medidores electrónicos. De esta manera han desplazado a los medidores electromecánicos tradicionales que presentan limitaciones. Entre los medios más populares para la toma de lecturas son vía radio, vía telefónica empleando redes convencionales de conmutación.

Especificaciones en una red de comunicación.

Las empresas proveedoras del servicio eléctrico deben proporcionar un enlace de comunicaciones bidireccional entre el punto de gestión y los medidores inteligentes. Entre las tecnologías más empleadas están: Power Line Communication PLC, Radio Frecuencia RF [40].

En algunos casos, se requiere que el sistema de comunicaciones sea híbrido, por la ubicación geográfica de los usuarios. De esta manera, el servicio debe ser eficiente, confiable y con tiempos de respuesta y soporte oportunos [41].

La Figura 17, muestran los detalles de la arquitectura de comunicaciones general planteada para la plataforma AMI.

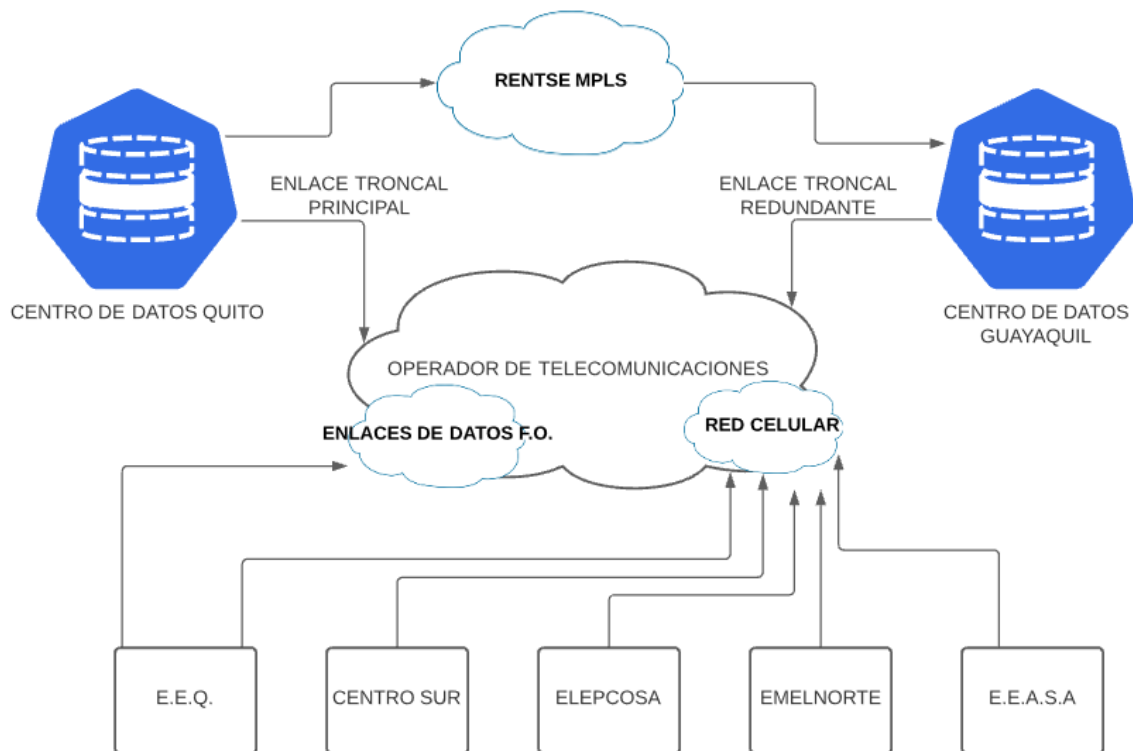


Figura 17: Arquitectura General de la Red de Comunicaciones.

Se instalará el Sistema cabecera (HES) en los Centros de Datos Nacionales que disponen las Empresas Eléctricas de Distribución, con una protección 1+1 Hot-Stand by. El HES (Principal) se instalará en el Centro de Datos Quito (Iñaquito) y el HES (Secundario) en el Centro de Datos Guayaquil (Salitral).

Es importante que se desplieguen 2 enlaces de telecomunicaciones troncales, en este sentido se alcanza una redundancia en la comunicación que se transmite entre el HES y las Empresas Eléctricas de Distribución.

El enlace principal estará establecido entre el distribuidor de servicios de Telecomunicaciones y el centro de Datos-1 (Quito-Iñaquito). El enlace secundario o de respaldo quedará establecido entre el abastecedor de servicios de Telecomunicaciones y el centro de Datos-2 (Guayaquil).

El tráfico de la información generada por la plataforma AMI se enviará hacia el HES empleando el enlace troncal principal. Sin embargo, una copia de la información se enviará hacia el centro de Datos-2 garantizando así la entrega de información.

La Figura 18, presenta la estructura de comunicaciones por cada segmento de la plataforma de medición.

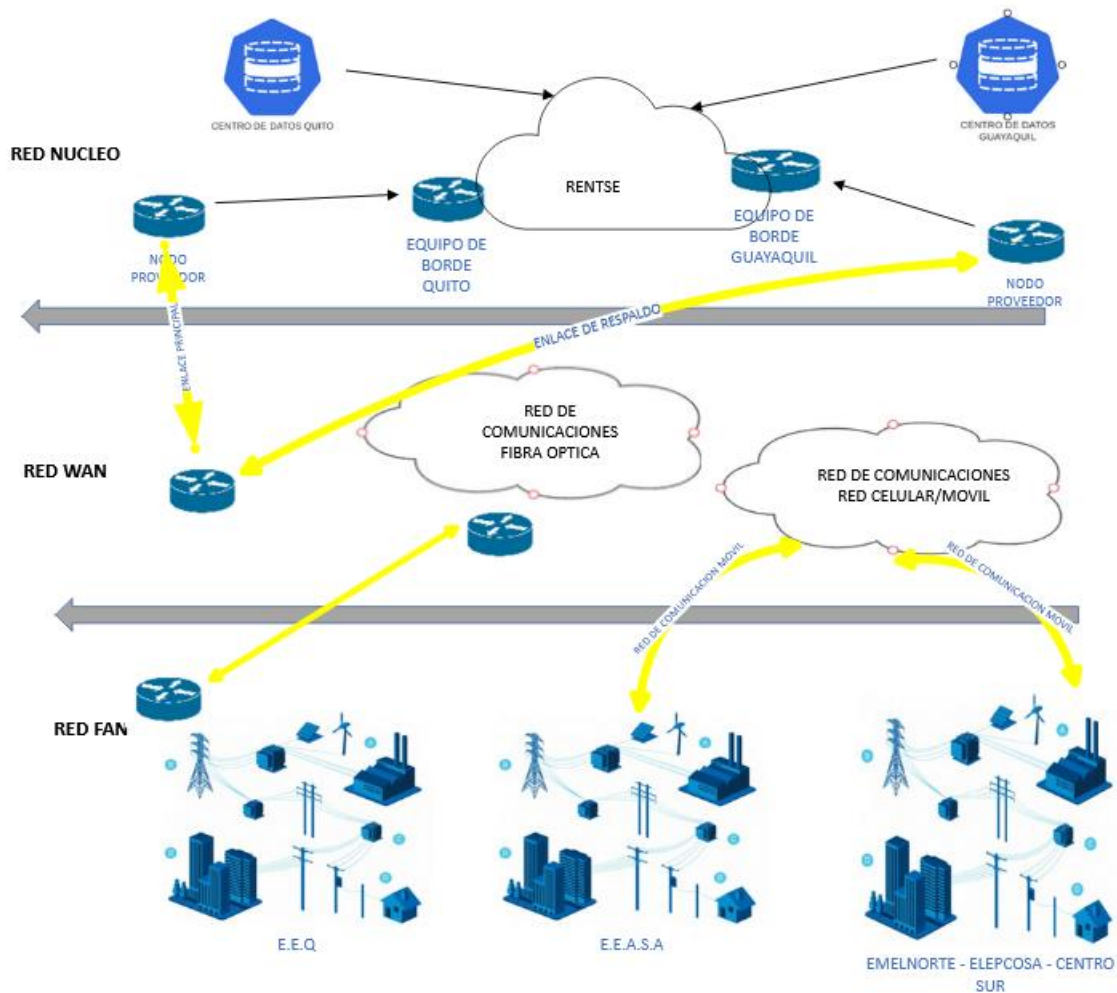


Figura 18: Arquitectura de Red de Comunicaciones Propuesta.

En este sentido, se plantea un diseño mixto en el que resaltan cuatro tipos de redes de comunicaciones sujetas a los siguientes aspectos:

- Red de Campo o FAN (Field Área Network):** Es el enlace de red por el cual los contadores inteligentes interactúan entre sí y con los concentradores de datos.
- Red Celular para medidores inteligentes:** Es el tramo de red donde los contadores inteligentes dispersos con módulo de comunicación celular abierto a todos los

operadores del país van a comunicarse con el HES, a través de servicios de telecomunicaciones rentados.

c) **Red de Área Extendida o WAN (Wide Área Network):** Es la sección de red en la que los concentradores de medidores establecen comunicación con el HES, a través de servicios de telecomunicaciones rentados.

d) **Red MPLS:**

Es el segmento de red por el cual las Empresas Distribuidoras: CENTROSUR, EMELNORTE, EEASA y ELEPCOSA van a acceder al HES.

Es el segmento de red que interconecta los Centros de Datos Nacionales de Quito y Guayaquil.

La Infraestructura RENTSE MPLS es existente y redundante, cuyo ancho de banda total es de 10Gbps.

Arquitectura de Red para la Empresa Eléctrica Quito EEQ

La Figura 19, se presenta la arquitectura de red que se prevé para la EEQ.

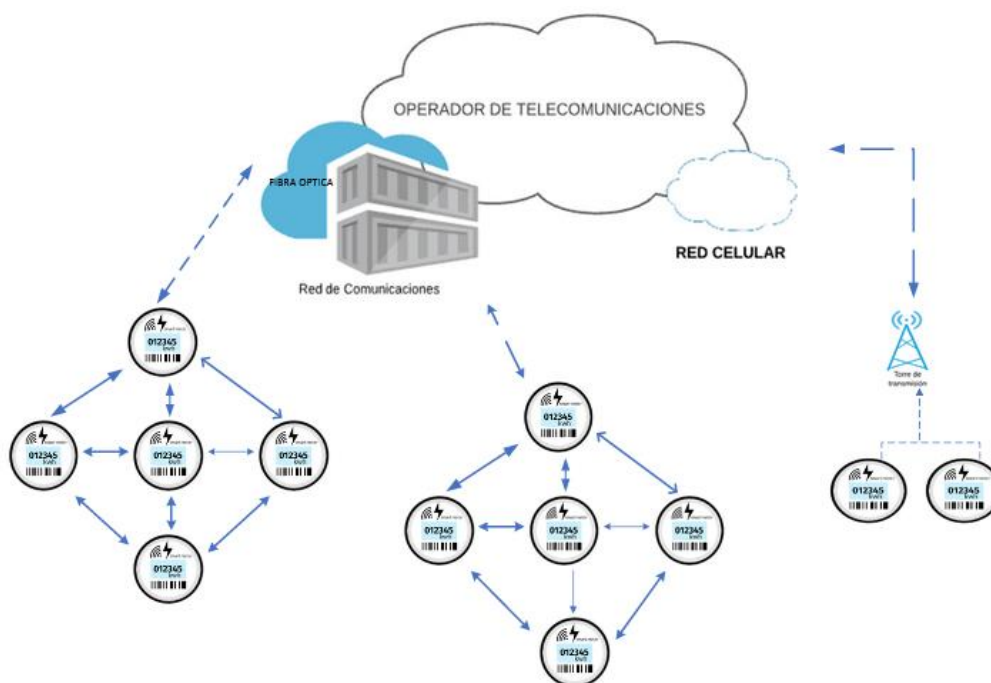


Figura 19: Arquitectura Red de Comunicaciones EEQ.

En primera instancia, se reemplazarán los medidores convencionales por medidores inteligentes que presenten las mismas características eléctricas para los diferentes clientes. De esta manera se busca mantener un protocolo de gestión y monitorización de la Energía

Facturada tanto para clientes de despacho masivo, especial y para transformadores de distribución cumpliendo con los estándares de comunicaciones ANSI e IEC.

Se prevé que la tecnología de comunicaciones a emplear en los equipos de medición es Radio Frecuencia en tipo Malla (RFMESH) y para la comunicación en la red de área extendida WAN se empleará enlaces de Fibra Óptica para la comunicación de cada concentrador de medidores.

Asimismo, para clientes de facturación especial se propone el uso de tecnología celular con el objetivo de establecer comunicación de los medidores inteligentes que geográficamente se encuentran dispersos.

Arquitectura de Red para las Empresas Eléctricas EMELNORTE Y ELEPCOSA

La arquitectura para las empresas: EMELNORTE y ELEPCOSA, se aprecia en la Figura 20.

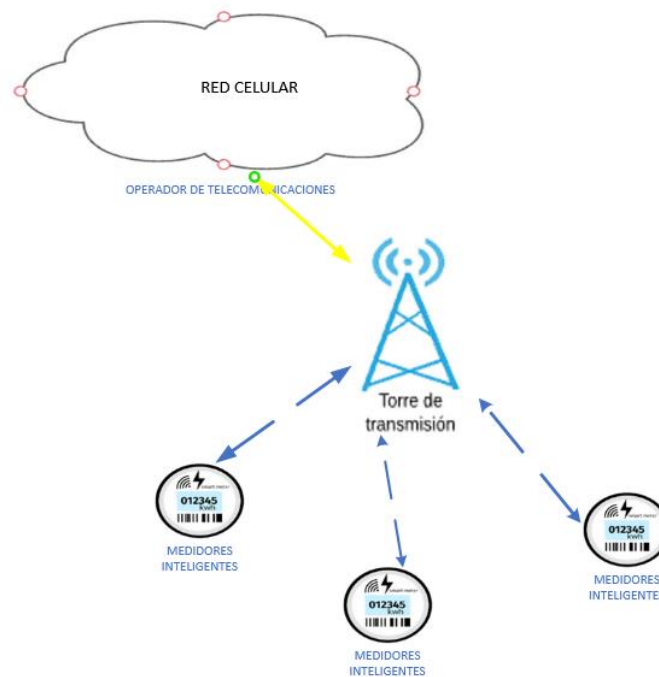


Figura 20: Arquitectura de la Red de Comunicaciones – EMELNORTE y ELEPCOSA.

Se prevé reemplazar los medidores convencionales por contadores inteligentes para clientes de facturación especial empleando tecnología celular que cumpla con las normas y protocolos de comunicaciones ANSI e IEC. De esta manera se busca enlazar el tráfico de información de los medidores directamente con el HES a través de la red celular.

Arquitectura de Red para la Empresa Eléctrica CENTROSUR

En la Figura 21, se muestra la arquitectura para la empresa eléctrica CENTROSUR.

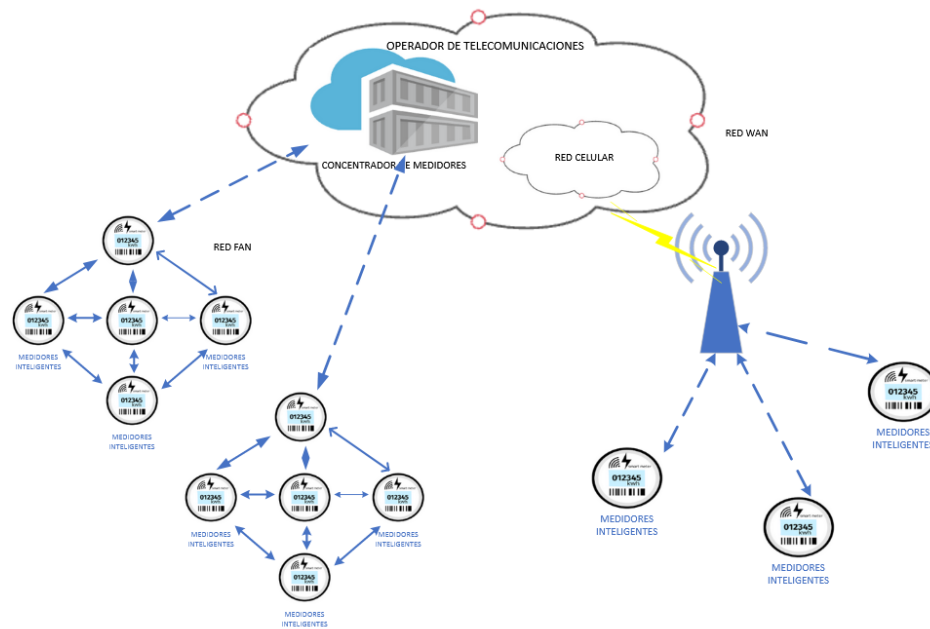


Figura 21: Arquitectura de red de Comunicaciones - CENTROSUR

Los medidores convencionales se sustituirán por medidores inteligentes que estén regulados para clientes de facturación masiva y especial, que cumplan con las normativas ANSI e IEC. Asimismo, es importante instalar medidores inteligentes en los transformadores de distribución. Se prevé que la tecnología de comunicación entre los medidores inteligentes sea Radio Frecuencia, mientras que en la red WAN se despliegue tecnología de comunicación celular con plan de conectividad para cada concentrador de medidores.

Para el caso de clientes de facturación especial que geográficamente se encuentren alejados se prevé el uso de tecnología celular con estándares y protocolos ANSI e IEC.

Arquitectura de Red para la Empresa Eléctrica EEASA

La arquitectura de red que se plantea para la EEASA se presenta en la Figura 22.

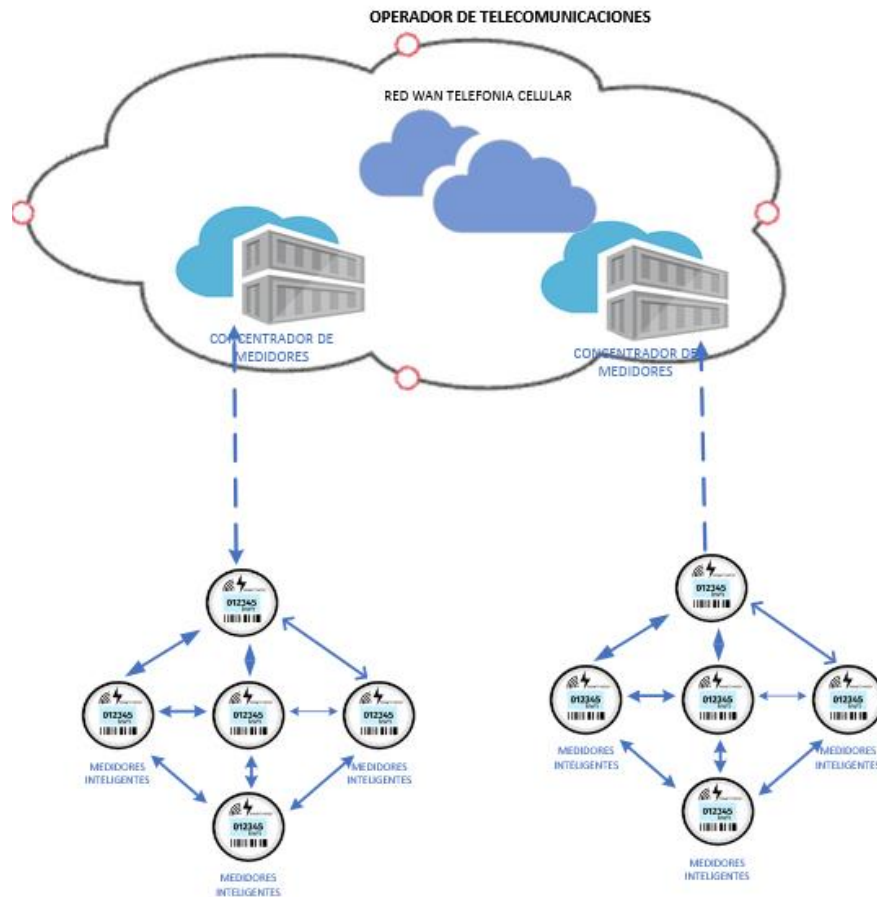


Figura 22: Arquitectura de la Red de Comunicaciones – EEASA.

Se prevé la sustitución de medidores convencionales por medidores inteligentes de iguales características eléctricas para clientes de facturación masiva. Asimismo, es importante instalar medidores en transformadores de distribución cumpliendo con las normas y protocolos de fabricación.

Asimismo, para los equipos de medición se propone el uso de tecnología de Radio Frecuencia, mientras que en la red de área extendido se prevé el uso de telefonía celular para el tráfico de concentradores.

Adicionalmente, es importante considerar algunos requerimientos generales que debe cumplir la red de comunicaciones. Entre los más importantes destacan:

- a) La red de comunicaciones debe ser estructurada y probada con la arquitectura de medición planteada.
- b) Cada Empresa Distribuidora del Servicio Eléctrico deberá proporcionar el equipamiento necesario incluyendo la materia prima e insumos para el acoplamiento de las redes FAN y WAN.

- c) La vigencia operativa de la WAN debe ser al menos de 5 años garantizando así que los equipos tecnológicos operen en todo el país. Asimismo, las empresas de distribuidoras deben considerar un acuerdo común con un proveedor de servicios de telecomunicaciones con la mayor cobertura a nivel nacional.
- d) Las empresas de Distribución deberán proveer una solución lógica de comunicaciones que soporte IPv6 e IPv4 como un sistema Dual Stack. De esta manera se busca transmitir información bajo el protocolo IPv4, IPv6, así también la capacidad para crear túneles IPv6 sobre IPv4 fortaleciendo así la comunicación entre el sistema HES al medidor.
- e) Cada empresa Distribuidora considerará las medidas y acciones de seguridad necesarias para salvaguardar la integridad de la información y evitar la manipulación de los medidores por personal no autorizado.

En base a la instalación y ubicación de los medidores inteligentes se presenta resumen de las tecnologías de comunicación a ser empleadas por las Empresas Eléctricas de Distribución, Tabla 19:

Tabla 19: Tecnologías de Comunicación a ser empleadas por Empresa.

Empresa Eléctrica	Red FAN	Red CELULAR medidores inteligentes	Red WAN
EEQ	RFMESH para medidores de clientes masivos (ANSI e IEC), medidores para clientes especiales (ANSI e IEC), y medidores para transformadores de distribución (IEC).	Plan de datos móvil para medidores de clientes especiales (ANSI e IEC), ubicados en zonas alejadas y dispersas.	Enlace de fibra óptica por cada concentrador de medidores de la red RFMESH.
CENTROSUR	RFMESH para medidores de clientes masivos (IEC), medidores para clientes especiales (ANSI e IEC) y medidores para transformadores de distribución (IEC)	Plan de datos móvil para medidores de clientes especiales (ANSI).	Plan de datos móvil por cada concentrador de medidores de la red RFMESH.
EEASA	RFMESH para medidores de clientes masivos (IEC) y para medidores de transformadores de distribución (IEC).	-	Plan de datos móvil por cada concentrador de medidores de la red RFMESH.
EMELNORTE	-	Plan de datos móvil para medidores de clientes especiales (ANSI e IEC)	
ELEPCOSA	-	Plan de datos móvil para medidores de clientes especiales (ANSI e IEC).	

2.1.3. Tecnologías eficientes de medición eléctrica y sistemas de comunicación en la Región.

El permanente desarrollo de las redes eléctricas inteligentes se ha convertido en una realidad tangible en la mayoría de los países industrializados. Sin embargo, en América Latina existe un gran reto para el caso de Argentina se han presentado diferentes decisiones a escala regional o local no coordinadas. Actualmente, la temática de redes inteligentes a nivel mundial es heterogénea, no obstante, existen campañas de implementación masiva de medidores inteligentes en Europa, Norte América y algunos países asiáticos. Algunos proyectos se han concluido con éxito en países como Italia y Suecia, mientras que otros han alcanzado un importante desarrollo en España, Reino Unido y varios estados de E.E.U.U. Se prevé que para 2025 exista un crecimiento considerable gracias al impulso de fabricación de China hacia países de la región Asia-Pacífico.

En lo que respecta a comunicaciones, en los últimos años se han explorado diferentes alternativas tecnológicas en lo que respecta a sistemas de medición inteligente. Esto se debe a que no existe una tecnología que predomine en las aplicaciones de medición inteligente, en este sentido se debe explorar la tecnología que mejor se adapte al caso de estudio. En forma general la tecnología de comunicaciones se divide en dos grupos bien marcados como son alámbricas e inalámbricas. Asimismo, existen diferentes variantes tecnológicas como se describe en la Tabla 20.

En Argentina, no se han desarrollado proyectos que utilicen tecnología inalámbrica ZigBee, mientras que esta tecnología de comunicaciones si ha sido adoptada en ciudades de Estados Unidos, Reino Unido y Australia [42].

Por otra parte, la tecnología de comunicaciones que mayor impacto tiene es la tecnología de comunicación celular. Además, se han explorado estrategias mixtas con soluciones inalámbricas resaltando las redes celulares, mientras que en tecnología alámbrica resalta la tecnología PLC orientada a usuarios finales y sistemas ADSL para backbone de comunicaciones [42]. Sin embargo, la tecnología ADSL se encuentra en desuso por el desarrollo de innovadores dispositivos tecnológicos de comunicación. En la Tabla 20, se presenta las principales tecnologías de comunicación que se emplean en proyectos de medición inteligente, estas tecnologías se han dividido en dos grupos como son la Inalámbrica y cableada.

Tabla 20: Tecnologías de Comunicación en Medición Inteligente.

Comunicación	Tecnología	Características
Inalámbrica	Redes Celulares (GSM, GPRS, 3G)	Velocidades de datos que van desde 14 kbps (GSM) a 2 Mbps (3G) Alcance <10 km
	RF malla	Tasas de datos de decenas de kbps a decenas de Mbps.
	WiMax	Rangos desde 5km (sin línea de visión) a 50km (con línea de visión)
	ZigBee	Tasas de datos 250kbps Alcance <100 m
Cableada	PLC	Tasas de datos de decenas de kbps. Alcance <3km
	ADSL	Tasas de datos de decenas de Mbps. Alcance <10 km

Chile es un país precursor en introducir reformas en la regulación de la electricidad. El mayor grupo de consumidores de electricidad disponen de un medidor electromecánico para calcular el consumo energético, la misma que se factura de manera mensual [43].

La implementación del sistema de Medida, Monitoreo y Control (MMCS) se ha transformado en el elemento clave de la crisis regulatoria y política que ha afectado al sector eléctrico chileno. Esto se dio por un intento fallido de modernizar la red de distribución eléctrica, en la que se impulsó a que las empresas inviertan en el sistema MMCS y con la sustitución de medidores inteligentes. Ante este suceso las autoridades decidieron que través del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles se debe implementar un mecanismo de consulta para todos los clientes que han sido dueños de sus medidores, y hoy cuentan con un medidor inteligente [44]. De acuerdo con estas consultas, habrá dos opciones:

- Si el usuario decide quedarse con el medidor inteligente, deberá aplicar en la cuenta domiciliaria el cargo correspondiente al alquiler del dispositivo. La cantidad de la renta será equivalente a un medidor electrónico, según lo establece el Decreto 13T.
- Si el cliente decide rechazar el contador inteligente ya instalado, la empresa deberá compensar su coste, el contador antiguo retirado, o sustituir el dispositivo por un contador electrónico equivalente. Si el medidor es de propiedad del usuario, no debería haber ningún cargo ya que volverá a su estado original.

El desarrollo de soluciones tecnológicas en Sistemas de Medición Inteligente en Latinoamérica se encuentra retrasado. No obstante, Brasil y México son los primeros mercados potenciales mientras que Argentina y Chile se perfilan como candidatos firmes para introducir soluciones de medición inteligente.

En Brasil, ANEEL el regulador de energía en 2009 reemplazó 63 millones de medidores de electricidad por medidores inteligentes. De esta manera se espera que con esta sustitución se minimicen los fraudes, robos de electricidad y la ineficiencia, que en otros países suma alrededor de 4 millones de dólares anual [45].

Los proyectos que integran una red de Comunicaciones en función de la tecnología PLC debe integrarse por una estación Base diseñada para las acciones de corte y conexión de los modem PLC alcanzando un límite de hasta 180 medidores. Para conectarse con el dispositivo de medición inteligente, el módem PLC dispondrá de una interfaz de comunicaciones y un puerto basado en el estándar Ethernet alcanzando así un backhaul para transferir datos al centro de medición inteligente [46].

La empresa eléctrica Ampla atiende a 2,5 millones de clientes que suman un total de 7 millones de personas aproximadamente, localizadas en 66 municipios dentro de un área de concesión de 32.188 km, que corresponde al 73% del estado de Río de Janeiro. Además, es el segundo estado más industrializado de Brasil. El robo de energía y el mal crédito son significativos en algunas zonas atendidas. No están directamente relacionados con la pobreza de la población atendida, sino con factores como el hecho de que los habitantes vivan en favelas, la urbanización y la violencia. A través de los balances de energía a nivel de alimentadores de media tensión, la empresa pudo determinar que las pérdidas se concentraban en regiones específicas. De esta manera, se ven involucrados principalmente los municipios de São Gonçalo, Itaboraí, Magé, Duque de Caxias y Niterói, y la mayoría de ellos son consumidores residenciales. La aplicación de técnicas tradicionales no logró resultados sostenibles en esas zonas, ya que entre el 30% y 40% de los consumidores anteriormente regularizados mediante inspecciones de campo convencionales volvieron a cometer fraude en el siguiente año [47].

Ante esta situación, se puso en marcha tres iniciativas destinadas a lograr una eliminación sostenible de las pérdidas no técnicas:

- "Rede Ampla", implantada en el suministro a los pequeños consumidores de baja tensión (mayoritariamente residenciales) que viven en zonas geográficas que presentan elevadas pérdidas globales.

- La "Máquina Antirrobo", aplicada a los grandes consumidores suministrados en media tensión, con medición indirecta.
- El sistema "Centinela", utilizado para los grandes y medianos consumidores de baja tensión.

La fase inicial de la "Rede Ampla", consistía en un nuevo diseño de las redes eléctricas de distribución de bajo y medio voltaje, consolidando un esquema de conexión imposible para los consumidores irregulares. Con este esquema se obtuvieron resultados muy positivos.

Para eliminar los hurtos de energía el sistema DAT trasladó el aislamiento físico a los medidores de usuarios incorporando también la lectura automática de medidores y acciones de desconexión y reconexión remota del suministro eléctrico [47]. El esquema de conexión y comunicaciones como se visualiza en la Figura 23.

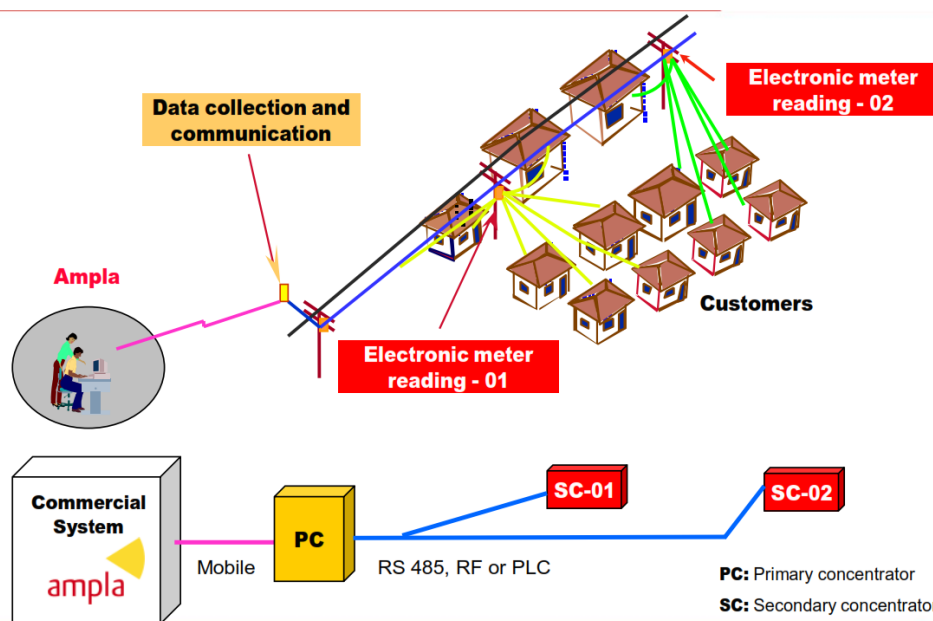


Figura 23: Infraestructura de la Red Ampla [47].

México es el segundo país latinoamericano en alcanzar un mercado potencial, se prevé que tenga instalado 21 millones de medidores inteligentes. De esta manera se han impulsado varios programas piloto para reducir las tasas de robo de electricidad, cortes de energía e infraestructura energética deficiente [48].

En Colombia los sistemas de medición inteligente han estado más orientados a consumidores industriales, sin embargo, en Cali se ha desplegado un proyecto con 12 mil medidores distribuidos en sectores populares de la ciudad. La comunicación entre los medidores y el colector es la tecnología PLC y se espera un crecimiento del 40% [49].

Asimismo, se ha planteado un proyecto piloto para un sector industrial en Bogotá el mismo que se encuentra estructurado a través de una red PLC enviando juntos la señal eléctrica como la señal de datos. Es importante mencionar que la señal de datos trabaja en el rango de 1.6 y 35 MHz, sin embargo, esta señal no logra pasar a través de un transformador, sino que debe emplear equipos externos que ajusten las señales de datos y voz con la intensidad de baja tensión que es proporcionada en las estaciones transformadoras locales. Por otra parte, grandes empresas de telecomunicaciones como Claro y Telefónica ofrecen servicios más robustos como un canal dedicado de datos. Esto se logra a través de equipos Alcatel de la serie 7750 y Cisco 7606 ya que estos dispositivos soportan tecnología MPLS [50].

En Ecuador se han presentado innovadoras alternativas como el diseño, la construcción y pruebas de un extenso trabajo, desarrollando un sistema informático por parte de docentes de la Universidad Politécnica Salesiana de Cuenca para el registro de las mediciones realizadas por los contadores inteligentes de agua potable y electricidad basado en tecnología del internet de las cosas con Arduino Mega como principal componente [51], con contribución funcional a la eficiencia en el proceso de facturación automatizada de estos servicios, mediante el uso del protocolo MQTT sobre GPRS. Además, el empleo de redes de acceso móvil para proporcionar conectividad a los dispositivos IoT que proporcionan seguridad en el transporte de la información y permite a las instituciones disponer de datos consistentes en tiempo real. Asimismo, el control centralizado de los contadores inteligentes accede actuar de manera inmediata sobre la activación o desactivación de estos [51].

Entre las tecnologías de medición más importantes en la región figuran los medidores inteligentes de la empresa italiana ENEL, que ha instalado alrededor de 45 millones medidores en países como Argentina, Chile, Colombia, Perú, Italia, España y Rumania.

Tabla 21: Resumen de Tecnologías de Comunicación y Medición en Países de la Región.

País	Empresa	Sistemas de Comunicación	Sistema de Medición
República Dominicana	Edesur	PLC-TWACS (Plataforma)	Medidores AMI Tipo Socket ACLARA
México	CFE	PLC-TWACS	Medidores AMI Nansen y Elster
Brasil	Endesa – Red Ampla	PLC – RF	Medidores AMI ENEL
Brasil	ELEKTRO		
Colombia	EMCALI	PLC-TWACS	Medidores AMI Nansen, Linyang y L+G

Colombia	CEO	PLC-TWACS	Medidores AMI Nansen, Linyang y L+G
Perú	ELSE	PLC-TWACS	Medidores AMI Wasion y Elster
Perú	EUSA	RF P2MP RPMA	
Chile	CHILQUINTA	RF P2MP RPMA ONRAMP	Medidores AMI ACLARA
Ecuador	CNEL	RF Mesh Trillant	Medidores AMI ACLARA

Se estima que en Latinoamérica se han desarrollado 24 proyectos AMI en 22 empresas eléctricas de Distribución. En este sentido, se involucran 15 países con más de 2,6 millones de medidores inteligentes que emplean 5 tipos de tecnologías AMI provenientes de 8 fabricantes diferentes.

3. DESARROLLO

3.1. Tecnologías y Sistemas de Comunicación orientadas al desarrollo de un sistema inteligente de medición eléctrica en Ecuador.

De manera general se tienen tres sistemas de comunicación que son: principal, respaldo y auxiliar. El sistema principal es aquel que posee la velocidad más alta, el de respaldo está conformado por la segunda velocidad más alta y como sistema auxiliar está el correo electrónico y el fax. Adicionalmente, existen diferentes tecnologías que se emplean para la comunicación en el sistema de medición eléctrica.

En una smart grid, el sistema AMI permite adquirir, estimar y analizar la información asociada al consumo de energía y calidad de esta por cada consumidor.

Tecnología Wi-Fi.

Es una tecnología de comunicaciones inalámbrica que enlaza dispositivos portables con equipos electrónicos creando lo las denominadas WLAN. Entre las funcionalidades más importantes están la movilidad, flexibilidad, estabilidad y bajo coste.

Las principales ventajas y desventajas de la tecnología Wi-Fi se describen en la Tabla 22.

Tabla 22: Principales Ventajas y Desventajas de la tecnología Wi-Fi.

Ventajas	Desventajas
Implementación fácil sin necesidad de cables.	Menor Velocidad en comparación a redes alámbricas.
Proporciona movilidad.	Implicaciones de seguridad.
Comodidad superior a las redes alámbricas.	No es compatible con otras tecnologías inalámbricas.
Rápida escalabilidad	Emplea la banda de 2.4Ghz de libre licencia mientras esté por debajo los 100mW.
Fácil mantenimiento	Rango de alcance limitado.

Tecnología ADSL.

Constituye una técnica de modulación creada para la emisión de datos a gran velocidad empleando la conectividad telefónica. De esta manera, se modulan las frecuencias normales en rangos definidos de la siguiente manera:

- Datos emplea de 24 hasta 1104 KHz.
- La modulación de Voz emplea de 300 a 3400 Hz.

En este sentido, se pueden tener activos los tipos de modulación en un mismo instante ya que operan a distintas frecuencias.

Protocolos IEC 61850 y UCA 2.0

Están orientados a la conectividad entre subestaciones consolidando así una interfaz de servicio de comunicación abstracta denominada ACSI. Esto se logra a través del uso de tecnología ethernet sobre los protocolos TCP/IP [3].

Smart Message Language – SML

Es un estándar orientado a dispositivos de potencia mínima para adquisición y parametrización de datos. De esta manera se define un archivo y estructura de documento para la emisión de datos entre el punto de medición y el centro de recolección de datos [3].

M-Bus (EN 13757)

El bus del medidor es un estándar europeo para la interacción remota con los medidores de servicios públicos. M-Bus utiliza una pila de capas reducidas del modelo OSI. Tiene diferentes partes: en la capa 2 se describe las capas físicas y de enlace; mientras que en la capa 3 se describe la capa de aplicación y en la capa 4 se define el estándar Wireless M-Bus.

El enfoque principal está en los dispositivos integrados de bajo consumo. Tiene soporte para la especificación de mensajes de idioma del dispositivo (DLMS) y la especificación complementaria para la medición de energía (COSEM) [3].

DLMS / COSEM o IEC 62056

Device Language Message Specification (DLMS) es un protocolo de capa de aplicación que especifica conceptos generales para el modelado de servicios relacionados con objetos, entidades de comunicación y protocolos. La especificación complementaria para medición de energía (COSEM) comprende la medición de objetos específicos basados en códigos del procedimiento de identificación de objetos (OBIS) para su uso con (x) DLMS. xDLMS es una extensión de DLMS. Describe cómo aprobar a los atributos y métodos de los objetos COSEM. En forma global se puede describir a DLMS / COSEM como un modelo en función de una estructura cliente/servidor [3].

Tecnología GPRS.

General Packet Radio Service es una extensión de comunicaciones móviles GSM a través de la conmutación de paquetes. Asimismo, se conoce como GSM-IP ya que está orientado a la comunicación basada en los protocolos de control de transmisión y del protocolo de Internet (TCP/IP). Una de las características importantes es la velocidad de transferencia que oscila de 56 a 144 kbps. Además, GPRS introduce SGNS que es el nodo de apoyo al servicio, GGN nodo

de soporte de puerta de enlace y PCU la unidad de control de paquetes. La función principal del SGSN es la entrega de paquetes al terminal móvil en su área de servicio. La interfaz lógica de las redes de paquetes de datos externas se logra con el GGSN y el PCU gestiona la interfaz de la red. Las asignaciones de enlaces de envío y recepción de datos se pueden realizar de manera independiente a nivel de MAC y en un mismo canal que puede ser compartido con varios clientes [52].

Las ventajas y desventajas más importante de esta tecnología de comunicaciones se detallan en la Tabla 23.

Tabla 23: Principales Ventajas y Desventajas de la tecnología GPRS

Ventajas	Desventajas
Conexión permanente de usuarios.	Limitada capacidad de usuarios dentro de la célula.
La terminal móvil permite enlaces a internet e intranet corporativas.	Los recursos de radio se emplean para llamadas de voz y GPRS.
Conexión Inmediata.	Para alcanzar la máxima velocidad un usuario debe utilizar 8 ranuras de tiempo disponible.
Tamaño de paquetes corto.	La velocidad de GPRS es más baja aproximadamente 115 kbps ya que un operador no puede destinar toda su capacidad a un solo usuario.
Cada paquete es tratado de forma independiente.	
Escalabilidad y optimización de la red.	
Adaptabilidad a gran escala con GSM.	
Compatible con protocolo de comunicaciones IP.	
Facturación GPRS por el volumen de datos transferidos.	
Direccionamiento automático para cada paquete de red.	
Optimización del espectro y de los propios recursos.	

ZigBee.

ZigBee es una tecnología de comunicaciones inalámbricas de bajo consumo. Está diseñado para la monitorización y control de dispositivos a través de ZigBee Alliance, incluyendo principalmente la domótica. Zigbee funciona sobre el estándar IEEE 802.15.4. Una característica importante de ZigBee es la posibilidad de manejar redes de malla, de esta manera se extiende el rango de comunicación, además permite que la red se recupere automáticamente ante eventos inesperados [3].

En un sistema de medición inteligente los componentes de comunicación en una red inteligente pueden incluir medios alámbricos o inalámbricos. De esta manera la infraestructura que se llegue a determinar debe cumplir con un flujo de datos bidireccional para que el medidor inteligente registre los datos del cliente y la red eléctrica. La comunicación bidireccional se establece entre el proveedor y el consumidor para mejorar el mantenimiento, la gestión de la demanda y la capacidad de planificación del proveedor [10].

En forma general, se presenta una breve comparación de las tecnologías empleadas a escala mundial por los sistemas de medición inteligente. En la Tabla 24, se presenta el resumen que comprende medios guiados o alámbricos y medios no guiados o inalámbricos.

Tabla 24: Tecnologías de comunicación en Sistemas de medición Inteligente

Tecnología Alámbrica	Estándar de Tecnología	Velocidad de Datos	Distancia	Red	Ventajas	Desventajas
PLC	<ul style="list-style-type: none"> ●NB-PLC: ISO/IEC 14908-3,145433-5, CEA-600.31, IEC61334-3-1, IEC 61334-5 (FSK) ●BB-PLC: TIA-1113 (Home Plug 1.0), IEEE 1901, ITU-T G.hn (G.9960/G.9961) ●BB-PLC: Home Plug AV/Ext., PHY, HD-PLC 	<ul style="list-style-type: none"> ● NB-PLC: 1-10 kbps para PHYs baja velocidad de datos, 10-500 kbps para PHYs de alta tasa de datos PHYs ● BB-PLC: 1-10 Mbps (máx. 200 Mbps en distancias muy cortas) 	<ul style="list-style-type: none"> ● NB-PLC: 150 km o más ●BB-PLC: alrededor de 1,5 km. 	<ul style="list-style-type: none"> ●NB-PLC: NAN, FAN, WAN, gran escala ●BB-PLC: HAN, BAN, IAN, pequeña escala AMI 	<ul style="list-style-type: none"> ●Estructura de transmisión de datos amplia. ●Viabilidad de desconexión física según otras redes ●Menores costes de operación y mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ●Mayores pérdidas de señal e interferencias en los canales. ●Perturbaciones causadas por electrodomésticos y otras interferencias magnéticas ●Dificultad para transmitir tasas de bits más altas ●Enrutamiento complejo
Fibra óptica	<ul style="list-style-type: none"> ●AON (IEEE 802.3ah) ●BPON (ITU-T G.983) ●GPON (ITU-T G.984) ●EPON (IEEE 802.3ah) 	<ul style="list-style-type: none"> ●AON:100Mbps subida/bajada ●BPON:155-622 Mbps ●GPON:155-2448 Mbps de subida, 1,244-2,448 Gbps de bajada ●EPON: 1 Gpbs 	<ul style="list-style-type: none"> ●AON: hasta 10 km ●BPON: hasta 20-60 km ●EPON: hasta 20 km 	<ul style="list-style-type: none"> ● WAN 	<ul style="list-style-type: none"> ● Comunicaciones de larga distancia ● Ancho de banda ultra alto ● Robustez frente a las interferencias electromagnéticas y radio interferencias 	<ul style="list-style-type: none"> ● Costes de instalación más elevados (los PON son más bajos que los AON) ● Alto coste de los equipos terminales ● No son adecuados para la actualización y aplicaciones de medición
DSL	<ul style="list-style-type: none"> ● ITU G.991.1 (HDSL) ● ITU G.992.1 (ADSL), ITU G.992.3 	<ul style="list-style-type: none"> ● ADSL: 8 Mbps down/1.3 Mbps up ● ADSL2: 12 Mbps down/ 3.5 Mbps up 	<ul style="list-style-type: none"> ● ADSL: hasta 5 km ● ADSL2: hasta 7 km 	<ul style="list-style-type: none"> ● AMI, NAN, FAN 	<ul style="list-style-type: none"> ● Infraestructura de comunicación amplia ya construida 	<ul style="list-style-type: none"> ● Los operadores de comunicaciones pueden cobrar a las empresas de servicios públicos precios

	(ADSL2), ITU G.992.5 (ADSL2p) ● ITU G.993.1 (VDSL), ITU G.993.1 (VDSL2)	● ADSL2p: 24 Mbps down/ 3.3 Mbps up ● VDSL: 52–85 Mbps down/16–85 Mbps up ● VDSL2: up to 200 Mbps down/up	● ADSL2p: hasta 7km ● VDSL: hasta 1,2 km ● VDSL2: 300 m-1,5 km		● La banda ancha más ampliamente distribuida	elevados por utilizar sus redes ● No es adecuado para el backhaul de la red (largas distancias)
Tecnología inalámbrica	Estándar de Tecnología	Velocidad de Datos	Distancia	Red	Ventajas	Desventajas
WPAN	● IEEE 802.15.4 ● ZigBee, ZigBee Pro, ISA 100.11a (IEEE 802.15.4)	● IEEE 802.15.4: 256 kbps	● ZigBee: Hasta 100 m ● ZigBee Pro: Hasta 1600 m	● HAN, BAN, IAN, NAN, FAN, AMI	● Mínimo consumo de energía, a bajo coste. ● Totalmente ajustable con las redes basadas en IPv6	● Mínimo ancho de banda ● Limitaciones para construir grandes redes
WIFI	● IEEE 802.11e ● IEEE 802.11n ● IEEE 802.11s ● IEEE 802.11p (WAVE)	● IEEE 802.11e/s: up to 54 Mbps ● IEEE 802.11n: up to 600 Mbps	● IEEE 802.11e/s/n: up to 300 m ● IEEE 802.11p: up to 1 km	● HAN, BAN, IAN, NAN, FAN, AMI	● Despliegues de red de bajo coste ● Equipos más baratos ● Alta flexibilidad, adecuada para diferentes casos de uso.	● Espectro de interferencia elevado ● Elevado consumo de energía en dispositivos de la red inteligente ● Compatible con QoS
WiMax	● IEEE 802.16 (fixed and mobile broadband wireless access) ● IEEE 802.16j (multi-hop relay) ● IEEE 802.16 m (air interface)	● 802.16: 128 Mbps down/ 28 Mbps up ● 802.16 m: 100 Mbps for mobile, 1 Gbps for fixed users	● IEEE 802.16: 0-10 km ● IEEE 802.16 m: 0-5 (opc.), 5-30 acceptable, 30-100 km bajo	● NAN, FAN, WAN, AMI	● Capacidad para gran número de usuarios, distancias más largas que Wi-Fi ● Un control orientado a la conexión del ancho de banda del canal ● Una QoS más sofisticada que 802.11e.	● Gestión compleja de la red ● Alto coste de los equipos terminales ● Necesidad de espectro con licencia
GSM	● Gestión compleja de la red ● Alto coste de los equipos terminales ● Necesidad de espectro con licencia	● 2G: 14.4 kbps ● 2.5G: 144 kbps ● HSPA: 14.4 Mbps down/ 5.75 Mbps up ● HSPA+: 84 Mbps down/ 22 Mbps up ● LTE: 326 Mbps down/86 Mbps up ● LTE-Advanced: 1 Gbps /500 Mbps	● HSPA+: 0–5 km ● LTE-Advanced: optimum 0–5 km, acceptable 5–30, 30–100 km (mínimo rendimiento)	● HAN, BAN, IAN, NAN, FAN, AMI	● Admite millones de dispositivos ● Bajo consumo de energía de los terminales equipos ● Alta flexibilidad, adecuada para diferentes casos de uso, ● Estándares industriales abiertos	● Precios elevados para utilizar las redes de los proveedores de servicios. ● Aumento de los costes ya que el espectro con licencia
Satélite	● LEO: Iridium, Globalstar, ● MEO: New ICO	● Iridium: 2.4–28 kbps	● 100–6000 km	● WAN, AMI	● Larga distancia ● Alta fiabilidad	● Alto coste de los equipos terminales ● Alta latencia

	<ul style="list-style-type: none"> ● GEO: Inmarsat, BGAN, Swift, MPDS 	<ul style="list-style-type: none"> ● Inmarsat-B: 9.6 up to 128 kbps ● BGAN: up to 1 Mbps 				
--	--	--	--	--	--	--

3.2. Descripción del Sistema Inteligente de Medición Eléctrica para Ecuador

Entre las nuevas capacidades de los contadores inteligentes están: disponer de redes de comunicaciones que sean capaces de proporcionar flujos de datos precisos, fiables y voluminosos en el momento oportuno. Estas redes de comunicación conectan los contadores inteligentes con los sistemas de cabecera, que gestionan las comunicaciones de datos entre los contadores inteligentes y otros sistemas de información como: MDMS, CIS, OMS y DMS [53].

En párrafos anteriores se han descrito las principales tecnologías de comunicación alámbricas o inalámbricas. En este sentido, es importante analizar los siguientes puntos:

- Ancho de banda.
- Latencia.
- Costo.
- Confiabilidad y cobertura.
- Disponibilidad de espectro.
- Necesidad de energía de Respaldo.
- Consideraciones de ciberseguridad.

Los requisitos mencionados influyen de forma distinta en función de la aplicación, por ejemplo, en aplicaciones de automatización de viviendas o edificios las tecnologías de comunicación con menor velocidad de datos y distancia de cobertura corta se recomiendan: ZigBee, WLAN, Z-Wave y PLC [54].

Para determinar los requerimientos de velocidad en aplicaciones de medición inteligente es importante considerar los tamaños de datos del medidor, la cantidad de clientes atendidos y el requisito de latencia. Un ejemplo de aplicación de lectura de medidores bajo demanda se estima un tamaño típico del mensaje en 100 bytes con una latencia inferior a 5 segundos. Para ello se asume que la empresa realiza la consulta de 625 medidores inteligentes por concentrador en un vecindario da como resultado una velocidad superior a 100 kpbs, como se aprecia en la ecuación (1).

$$TMM \text{ (bytes)} * \frac{8 \text{ bits}}{1 \text{ byte}} * \frac{NMC}{L \text{ (segundos)}} = V \text{ (kbps)} \quad (1)$$

$$100(\text{bytes}) * \frac{8 \text{ bits}}{1 \text{ byte}} * \frac{625}{5} = 100 (\text{kbps})$$

Dónde:

TMM = Tamaño mensaje medidor

NMC = Número de medidores a consultar

L = Latencia

V = Velocidad

Asimismo, en aplicaciones de lectura de medidores que no realizan el envío de datos en tiempo real, es decir, lecturas en intervalos múltiples donde los datos del medidor se recopilan varias veces al día, con una frecuencia de 4 a 6 veces en el día. En estos casos el tamaño del mensaje suele oscilar entre 1600 y 2400 bytes por intervalo de lectura. La latencia en estos casos es considerable llegando a ser de varias horas.

Por otra parte, y de especial interés para la presente propuesta se analiza las aplicaciones de comunicación en redes NAN/FAN que están asociadas directamente con la medición inteligente, administración de carga y automatización de las redes eléctricas de distribución. Se requiere de tecnologías de comunicación que admitan una tasa de datos más alta y una mayor distancia de cobertura (10 km), como son: DSL, cable coaxial, redes inalámbricas malladas, WiMax y Celular [54].

En la Tabla 25, se presenta las tecnologías de comunicación recomendadas para cada aplicación.

Tabla 25: Tecnologías de Comunicación por Aplicación [54].

Red	Aplicación	Velocidad de datos	Latencia	Confiablez	Seguridad	Distancia de cobertura	Tecnologías de Comunicación													
							Alámbricas				Inalámbricas									
							Fibra Óptica	DSL	Cable Coaxial	PLC	ZigBee	WLAN	Z-WAVE	Wireless Mesh	WIMAX	Celular	Satélite			
HAN/ BAN/ IAN	Automatización Hogares/ Edificios	< 100 kbps	< minutos	Elevada	Elevada	Hasta 100 metros				X	X	X	X							
NAN/ FAN	Lectura de medidores bajo demanda	> 100 kbps	< 5 sec	Elevada	Elevada	Hasta 10 Kilómetros		X	X	X				X	X	X				

	Lectura de medidores a múltiples intervalos	> 100 kbps	Algunas horas				X	X	X					X	X	X	
	Gestión de carga	> 50 kbps	< 5 sec				X	X						X	X	X	
	Automatización de la distribución	> 18 kbps	< 1 sec				X	X						X	X	X	
WAN	Sicrofasores	> 2 Mbps	< 20 ms	Muy elevada	Muy elevada	100 kilómetros o más	X								X	X	
	Redes de retorno/núcleo/metro	>10 Mbps	< 50 ms				X								X	X	X

En el mercado de los sistemas AMI predominan dos tecnologías de comunicación como son PLC y Rado Frecuencia (RF).

Power Line Communications – PLC.

Se denomina tecnología DPL que en términos anglosajones es Digital Power Line, también se la conoce como BPL; es una tecnología integral que a través de la red eléctrica transmite las señales de voz, video y datos en función del protocolo IPv4 [52].

Operación y Funcionamiento

Esta tecnología trata de aprovechar las redes eléctricas de baja tensión desplegadas en las zonas urbanas para la transmisión de datos. Normalmente, la señal de corriente alterna que llega a los usuarios presentan una frecuencia de 50/60 Hz; mientras que la tecnología PLC emplea frecuencias en el rango 1.6 a 30 MHz.

PCL IEC 61334

En el contexto europeo se establecen comunicaciones mínimas bajo TCP/IP, en un rango que va de 3.0 a 148.5 kHz considerando la potencia de transmisión y ancho de banda.

Arquitectura

En una topología de red basada en PLC el elemento principal es el módem de cabecera denominado Head End (HE). El dispositivo se puede configurar como maestro cuyas tareas son autenticar, coordinar la frecuencia y monitorear la acción del resto de dispositivos que integran la red PLC, de esta manera se busca que el flujo de información por medio de la red eléctrica sea constante [52].

Adicionalmente, permite que toda la red se enlace a la red externa comportándose como una interfaz apropiada entre la red de datos y la red de electricidad. Por esta razón, su ubicación es de gran interés ya que debe suministrar la máxima cobertura posible dentro de la red. En forma general, la distancia promedio entre dispositivos está entre los 150 y 400 metros sin necesidad de elementos regeneradores o amplificadores de señal. No obstante, en situaciones extremas que superen esta distancia se emplean repetidores intermedios (IR), que aseguran la calidad de la señal en el enlace PLC. Es así, como se alcanza un mejor rendimiento en zonas alejadas del HE. Otro elemento en la red PLC, es el CPE que significa equipos en las instalaciones del cliente; convirtiendo cada toma eléctrica en un punto de enlace de red para terminales informáticos. Los HE y CPE internamente se conforman por una serie de filtros y semiconductores que se encargan de separar la corriente alterna de las señales de video, voz, datos, etc. [52].

La Figura 24, presenta la estructura de comunicaciones de la tecnología PLC para sistemas de medición inteligente.

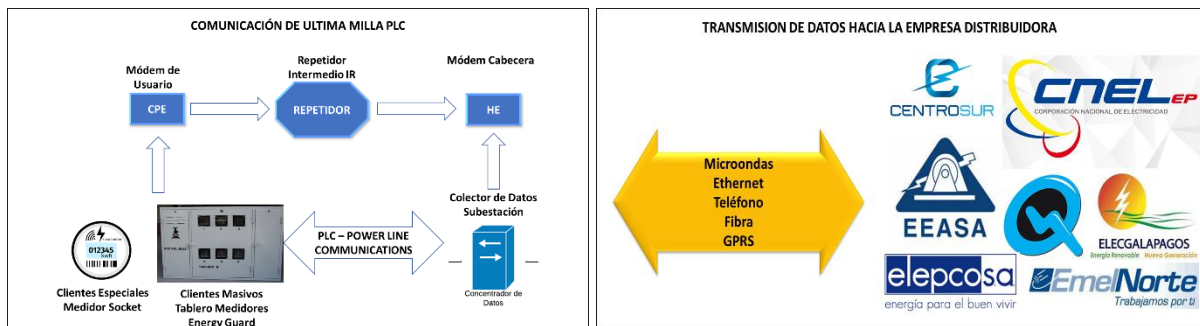


Figura 24: Infraestructura de Red PLC para Sistemas AMI

Por otra parte, las desventajas que presenta la tecnología PLC implican directamente sobre su operación. Entre los más importantes están la obstrucción con el medio como es la atenuación, el ruido del medio y la distorsión ocasionada por las conmutaciones de las cargas conectadas a la red eléctrica. Estos problemas son comunes en esta tecnología porque el diseño de las redes eléctricas inicialmente no contempló la transmisión de datos lo que incrementa problemas y desafíos [55].

No obstante, PLC se ha implementado en proyectos de medición inteligente seleccionados en Estados Unidos. Sin embargo, para el caso ecuatoriano se debería realizar un nuevo diseño de la red eléctrica de distribución orientada al soporte de PLC garantizando así la calidad de la señal de comunicaciones.

Radio Frecuencia

Ante ello, las técnicas de radiofrecuencia (RF), emplean el espacio aéreo para la transmisión de señales. El espacio aéreo es compartido por muchas frecuencias de transmisión y los derechos de uso son emitidos y supervisados por una entidad nacional. Sin embargo, en algunos países es habitual el uso clandestino de frecuencias no reguladas, lo que crea un alto riesgo de interferencias en la transmisión de la señal.

Por esta razón, las redes fijas de RF consisten en nodos principales equipados con antenas que sirven como repetidores. En algunos casos se instala software inteligente en los nodos. En algunas tecnologías, los nodos principales pueden servir como centros de datos denominados como concentradores. Suelen operar en el rango de ultra alta frecuencia (UHF), es decir frecuencias entre 450 MHz y 960 MHz. La mayoría de los sistemas trabajan en las bandas de 2,4 a 2,4835 GHz y de 5,725 a 5,875 GHz, no obstante, la banda de 902 MHz-928 MHz se usa solo en las Américas y algunas islas del Pacífico que son definidas como Región 2 por la Unión Internacional de Telecomunicaciones. Estas bandas de frecuencia se denominan bandas industriales, científicas y médicas (ISM). La potencia transmitida está limitada para garantizar que no causen interferencias a otros equipos de telecomunicaciones que operen en estos rangos de frecuencia. Sujetos a las regulaciones de potencia del transmisor, los usuarios son libres de usar estas frecuencias, que muestran en general buena propagación y cobertura adecuada, y no son demasiado sensibles a la existencia efectiva de una "línea de vista", es decir, la ausencia de obstáculos físicos entre los extremos del circuito de comunicación [47].

Los sistemas de RF disponibles en el mercado se pueden clasificar en dos grupos principales:

- Alcance a gran distancia.
- Malla (RF-Mesh)

Los sistemas de RF de alcance a gran distancia emplean concentradores o concentradores que reciben datos de los dispositivos de comunicación en los medidores. Los principales proveedores y productos disponibles en el mercado son:

- ITRON: R300/R900 y sistemas de red fija.
- SENSUS: MXU y tecnología de red fija.
- LANDYS & GYR: aero punto.

- TRILLIANT: tecnología inalámbrica.

Un ejemplo de conexiones de estos sistemas de comunicaciones se presenta en la Figura 25.

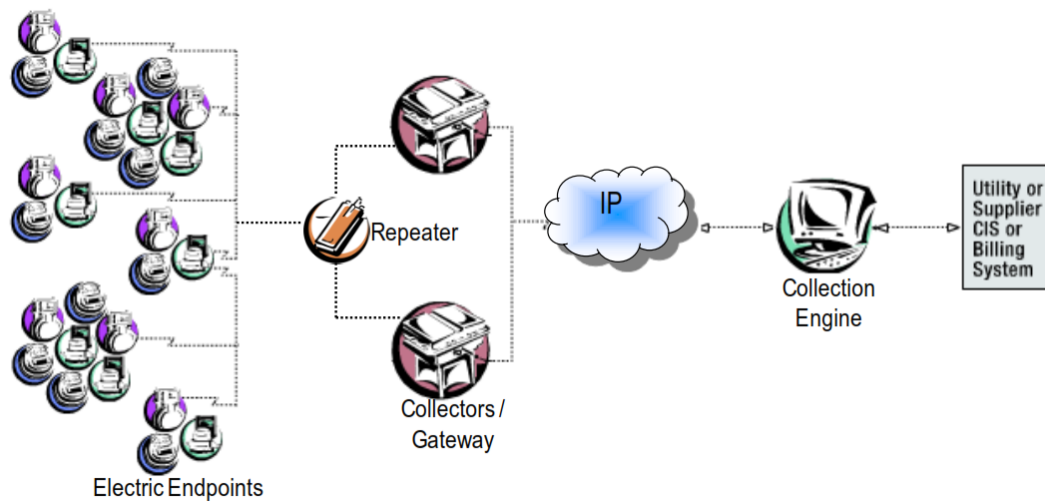


Figura 25: Sistema de Comunicaciones de Radio Frecuencia de Alcance a gran distancia.

Como los sistemas de RF de largo alcance pueden ser difíciles de escalar con buena calidad de señal bajo ciertas topografías, extensión geográfica y/o falta de "línea de vista", algunos fabricantes decidieron desarrollar un novedoso tipo de red, en la que cada nodo puede operar tanto como un receptor y un transmisor (una función cada vez).

Esto hace posible ampliar el alcance geográfico de un sistema de RF y minimizar los casos de "falta de línea de vista". Este es el concepto de RF-Mesh. AMI también puede usar otras tecnologías inalámbricas como celular móvil, WiFi, WiMAX, Zigbee. Los principales proveedores y productos son:

- CELLNET: Utilitinet.

- ELSTER: Energy axis.

- TRILLIANT: NCZ.

- ITRON: Way Open.

En la Figura 26, se presenta un ejemplo de un sistema de comunicaciones inalámbrico por tecnología de radio frecuencia mallada.

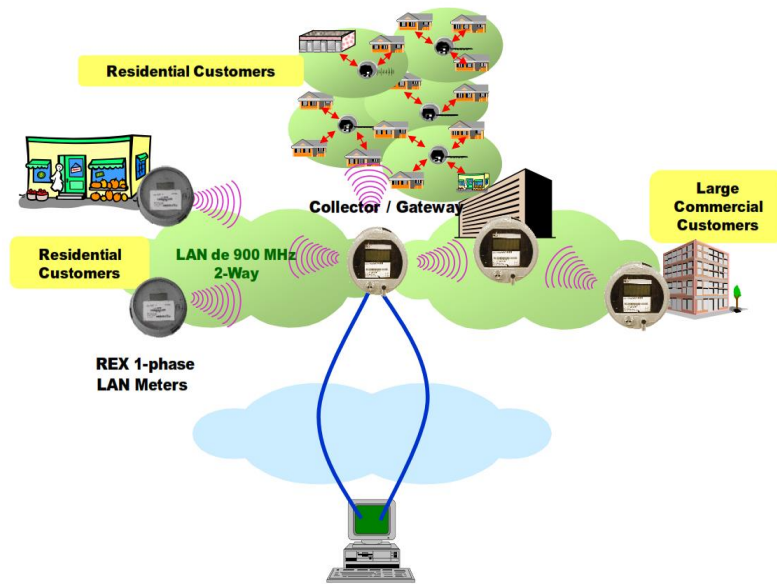


Figura 26: Sistema de Comunicaciones por Radio Frecuencia Mallado

Las principales marcas de medidores inteligentes se resumen en la tabla, en donde se encuentra las principales marcas, tecnología, forma de comunicación y puntos finales instalados.

Tabla 26: Proveedores a nivel mundial en dispositivos AMR/AMI

Principales Proveedores de Dispositivos AMR/AMI				
Proveedor	Nombre de Tecnología	Tipo de Tecnología	Tipo de Comunicación	Puntos Finales Instalados
Echelon	NES	PLC	Bidireccional	32 000 000
Itron	Itron ERT (R300/R900)	Mobile	Unidireccional	20 000 000
Aclara	TWACS	PLC	Bidireccional	14 000 000
Itron	Redes Fijas ITRON	RF Fijas	Unidireccional	13 000 000
Landys	CellNet	RF Mallada	Bidireccional	9 000 000
Landys	Hunt TS1	PLC	Unidireccional	4 300 000
Elster	EnergyAxis	RF Mallada	Bidireccional	2 000 000
Landys	Hunt Aeropunto	RF Fija	Unidireccional	1 750 000
Landys	Hunt TS2	PLC	Bidireccional	1 700 000
Sensus	Sensus Flexnet	RF Fija	Bidireccional	1 500 000
Cannon	Cannon	PLC	Bidireccional	1 200 000
Trilliant	Trilliant Wireless	RF	Bidireccional	1 000 000
Itron	ITRON Open Way	RF Mallada	Bidireccional	200 000
Trilliant	Trilliant Telephone	Celular	Bidireccional	200 000
SmartSynch	SmartSynch	Celular	Bidireccional	115 000
Aclara	Star	RF Fija	Bidireccional	100 000
Silver Spring	Silver Spring Networks	RF Fija	Bidireccional	90 000

3.2.1. Características de los Medidores eléctricos inteligentes

Los equipos de medición deben estar sujetos al contexto del Sector Eléctrico Ecuatoriano es así como en la Regulación ARCONEL-054/16 se define los siguientes aspectos:

- El medidor debe ser bidireccional con capacidad de registro de información en cuatro cuadrantes asociados a magnitudes de energía activa y reactiva, voltaje, corriente y frecuencia.
- Los elementos deben organizarse de la siguiente manera: 3 para sistemas a 4 hilos que se ubican en los puntos de medición es decir captan las señales de tres fases por lo que se instalan tres transformadores de potencial y tres transformadores de corriente en cada punto de medición. 2 para los sistemas de tres hilos no aterrizados y 2 para los sistemas de medición de energía en bornes del generador y consumo de auxiliares.
- La norma IEC o sus equivalentes establecerán el nivel de corriente máxima de trabajo.
- Es importante establecer una frecuencia de 60 Hz.
- Es importante que los medidores contemplen al menos 12 canales para el almacenamiento de la información.
- El nivel de precisión de la medición debe ser del 0.2% o superior.
- El tiempo para almacenamiento de información debe ser de al menos 15 minutos, con opción a grabar información de eventos.
- Las normas IEC o equivalentes determinaran la protección contra sobrevoltaje.
- La capacidad de registro de memoria deberá proyectar un horizonte de 31 días como mínimo.
- Deberá contar con una fuente auxiliar por medio de baterías.

Los diversos avances tecnológicos han permitido el desarrollo de los innovadores medidores inteligentes, es así como actualmente, constituyen una parte fundamental en el progreso de las redes eléctricas inteligentes, fortaleciendo los sistemas de infraestructura avanzada. En el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes se prevé el empleo de medidores digitales con enlace de comunicación de dos vías, que permitan conectar y desconectar servicios de manera remota, registrar formas de onda, monitorear los niveles de tensión y corriente. Los medidores pueden acceder a datos que son almacenados en centros de operación y planificación optimizando así los recursos a través de lecturas de tiempo real, dando la posibilidad de equiparar los patrones de distribución de carga de la red eléctrica. En este sentido, se presentan las industrias con mayor venta de sistemas de medición inteligente.

En Ecuador existen dos normativas de medidores como son ANSI e IEC, para medidores inteligentes se emplea la norma ANSI C12.19. De esta manera las empresas pueden emplear algunos tipos de medidores como los que se resumen en la Tabla 27.

Tabla 27: Medidores bajo la norma ANSI C12.19

Medidores Características	Residencial monofásico autónomo	Residencial monofásico	Comercial Polifásico	Industrial Polifásico
Interrupción y restauración de informes.	X	X	X	X
Detección de sabotajes	X	X	X	X
Voltaje mín y máx durante el período de referencia.	X	X	X	X
Tensión integrada de referencia	X	X	X	X
Voltaje instantáneo	X	X	X	X
Voltaje SAG				X
Informes de calidad	X	X	X	
Detección de Armónicos			X	X
Registro de eventos	X	X	X	X
Registro de historial	X	X	X	X
Servicio de estado de interrupción de conexión	X	X	X	X
Interfaces de red	X	X	X	X
Interfaces de Firmware	X	X	X	X
Puerto óptico	X	X	X	X
Voltaje y ángulo de fase en mediciones	X	X	X	X

Entre las marcas más reconocidas en medidores inteligentes figura Itron como una de las tres mejores soluciones para consolidar una arquitectura de medición avanzada. A nivel mundial se han comercializado en 60 países alcanzando superior a 3000 Empresas que emplean sus productos y servicios [52].

Actualmente, existen diversas alternativas tecnológicas asociadas a Smart Grid y en específico para sistemas AMI. Entre los proveedores más grandes destacan:

Echelon: Es una organización que ofrece soluciones AMI cuya principal característica es la comunicación de dos vías empleando tecnología PLC. El conjunto de dispositivos AMI de Echelon se denomina red de servicios de energía cuyo acrónimo es NES Figura 27. Esta tecnología permite el intercambio de información a dos vías por una topología de malla sobre la línea eléctrica y un concentrador de datos. Esta industria tiene un amplio mercado en países como Estados Unidos, China, Francia, Alemania, Hong Kong, Italia, Corea, Holanda y el Reino Unido; donde sus despliegues con mayor importancia han sido en Europa. De esta manera se estima que más de 1 millón de medidores inteligentes con un alto nivel de despliegue con una proyección por parte de la empresa italiana Enel SAP con 30 millones de medidores inteligentes, mientras que en Estados Unidos no ha tenido un gran impacto debido ya que en este país se prefiere emplear tecnología de comunicaciones basada en RF [39].



Figura 27: Logo empresa Echelon.

Elster: Es una empresa pionera en soporte de hardware y software en soluciones AMI. Comercialmente, se denomina EnergyAxis y emplea contadores con importantes características como la de fijar precios de tarifas en función de rangos horarios, registro de perfiles de carga. Además, emplean redes de comunicación en radio frecuencia en el orden de los 900 Mhz sin licencia, soportando la comunicación bidireccional entre la empresa de servicio y sus unidades de medición, Figura 28. Lo que catapultó a la formación de soluciones integrales involucrando así al sector eléctrico, gas y agua potable. Asimismo, la empresa se enfoca en programas de respuesta de demanda, aplicaciones de Smart Grids y eficiencia operativa. Su sede se encuentra en Estados Unidos y opera en 38 naciones cuyo mayor despliegue se ha dado en el estado de Arizona con 800 mil medidores inteligentes [39].



Figura 28: Logo empresa elster.

General Electric: Es una empresa reconocida a nivel mundial con sistemas AMI ofertando medidores inteligentes compatibles con comunicación bidireccional. De esta manera se ha

consolidado como la empresa con mayores contratos en Estados Unidos consiguiendo el despliegue de más de 5 millones de medidores inteligentes a través de convenios con las empresas Pacific Gas and Electric PC&C y con American Electric Power AEP, Figura 29. Una de las características más importantes es el empleo de tecnología WiMax para alcanzar velocidades de transmisión de 1,2 Mbits por segundo superando así a las redes de RF [39].



Figura 29: Logo empresa General Electric.

Itrón: Ofrece soluciones integrales con medidores inteligentes y comunicaciones, se estima que compite con varias empresas a nivel mundial, Figura 30. Estas soluciones se incursionan principalmente en redes HAN a través del protocolo de comunicaciones ZigBee que permite una comunicación directa con electrodomésticos. Asimismo, es importante su sistema OpenWay planteando una estructura abierta que de soporte a las empresas de servicios para administrar sus sistemas. Uno de los mayores despliegues que tiene Itrón es el acuerdo con Southern California Edison (SCE) con una infraestructura de comunicaciones de aproximadamente 480 millones de dólares [39].



Figura 30: Logo empresa Itrón.

Landis+Gyr: Los sistemas de lectura y medición automática que proporciona esta empresa para clientes residenciales, comerciales e industriales que opera alrededor de 30 países, Figura 31. Con estos equipos las Smart Grid optimizan la red eléctrica [39].



Figura 31: Logo empresa Landis+Gyr

Otra de las empresas en suministrar sistemas de comunicación bidireccional en tiempo real que facilita la interacción entre cliente y empresa de servicios a través de una solución llamada Smart Energy Network basada en el protocolo IP. Sus principales objetivos son los sistemas de medición inteligente, réplica de la demanda, automatización de la distribución y generación distribuida en una red unificada [39].

3.3. Marco Legal

En el contexto legal para el Ecuador las empresas que buscan ingresar en el mercado eléctrico específicamente en el tema de medición eléctrica inteligente deben estar sujetos a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública (SNCP). Es así como se delimitan los principios y normas para regular los procesos de contratación, adquisición o arrendamiento de bienes incluyendo así a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

En este sentido, se ha establecido al Instituto Nacional de Contratación Pública (INCOP) cuya misión es desarrollar y administrar los procesos del Sistema Nacional de Contratación Pública (SNCP). De esta manera el SNCP articula las instancias, organismos e instituciones en el contexto de planificación, programación, presupuesto, control, administración y ejecución de bienes y servicios como también las labores públicas que realicen recursos públicos como detalla la ley. Asimismo, es importante resaltar los proyectos de pliegos de contratación dónde se estructura la invitación a los diferentes proveedores calificados e inscritos en el INCOP. Es así como se realizará el concurso de adjudicación de un proyecto específico que desee emprender cualquier empresa del país, en el esquema de la Figura 32 se describen las secciones de los pliegos de contratación.

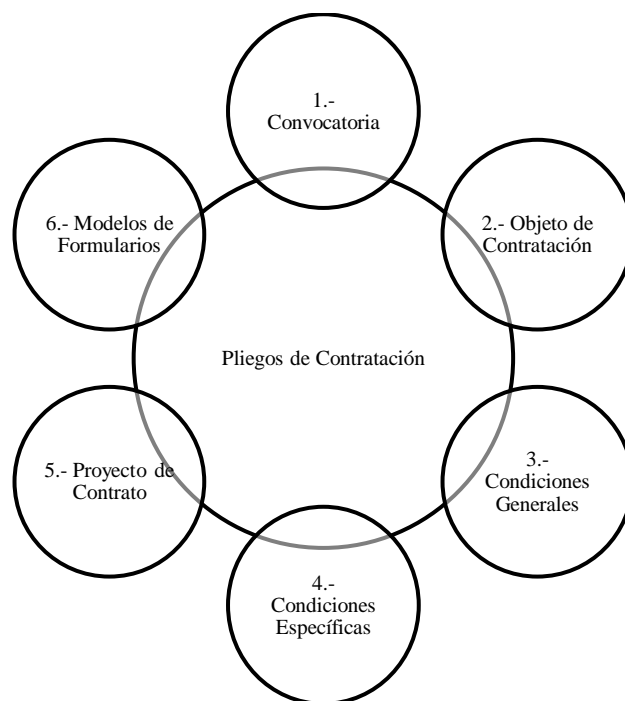


Figura 32: Secciones de los Proyectos de Contratación.

De la figura anterior, la sección 4 es la más importante debido a que en esta se consolidan los parámetros técnicos del proyecto a desplegar. De forma general las especificaciones de contratación se ingresan al portal Web del INCOP para que las empresas puedan ofertar y disponer de la información necesaria para el concurso.

En función del proyecto a realizar y su financiamiento del mismo se tienen las siguientes modalidades:

- Oferta de obras.
- Subasta de bienes y servicios.
- Subasta inversa electrónica.
- Licitación electrónica.
- Convenio directo o consultoría.
- Lista corta consultoría.
- Concurso público consultoría.
- Ínfima cuantía obras.
- Mínima cuantía bienes y servicios.
- Cotización obras.
- Cotización bienes y servicios.
- Compras por catálogo.

Para el caso de los proyectos de medición inteligente se pretende ejecutarlos a través de la peculiaridad de licitación de bienes y servicios [39]. De esta manera, se debe hacer énfasis en el apartado de condiciones específicas dónde se definen los requerimientos técnicos demandados por las empresas de distribución eléctrica, entre los más destacables están:

- Especificaciones generales para el sistema en su conjunto.
- Especificaciones técnicas de medidores y concentrador.
- Capacidad del Medidor.
- Medidor con medición especial.
- Concentradores o puertas de enlace.
- Especificaciones técnicas en Software de Gestión y MDM.
- Especificaciones de red de comunicación.
- Situaciones de seguridad.
- Productos adicionales que deben incluirse.
- Formación a nivel local.
- Exposición de informes.
- Regulaciones y decretos ministeriales o acuerdos

3.3.1. Infraestructura necesaria para un sistema de medición Inteligente

Actualmente, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables MERNNR, se encuentra en un proceso de innovación y comprobación integral de los sistemas de subtransmisión, distribución y comercialización empleando innovadoras soluciones tecnológicas. De esta manera se encuentra en desarrollo el programa: “Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica” SIGDE; que tiene por objetivo fortalecer la gestión de las empresas de Distribución a través de la estandarización y homologación de procesos, equipos y dispositivos inteligentes. En este sentido se hace referencia al Modelo de Información Común alcanzando así Centros de datos únicos.

Es importante resaltar la estandarización de las soluciones de software y consolidación de elementos esenciales de hardware. De esta manera, la consolidación de dos Centros de Datos a nivel Nacional es fundamental, para ello se analizan las empresas de Distribución con mayor concentración de clientes del servicio público de energía eléctrica, como son la Empresa Eléctrica Quito (1,220,153 medidores) y la unidad de negocio CNEL Guayaquil (718,999 medidores); es así que cada centro de datos se constituye como respaldo del otro.

En la actualidad, existen diferentes arquitecturas para la infraestructura de medición avanzada, en este sentido se toma la arquitectura general como se visualiza en Figura 33. La arquitectura general de las redes de medición inteligente empiezan desde el consumidor, con los datos de medición obtenidos en un tiempo determinado que serán enviados hacia el sistema de medición de cada distribuidora por redes de comunicación que se encargan también del envío de dicha información hacia el sistema de gestión de datos centralizado [12].

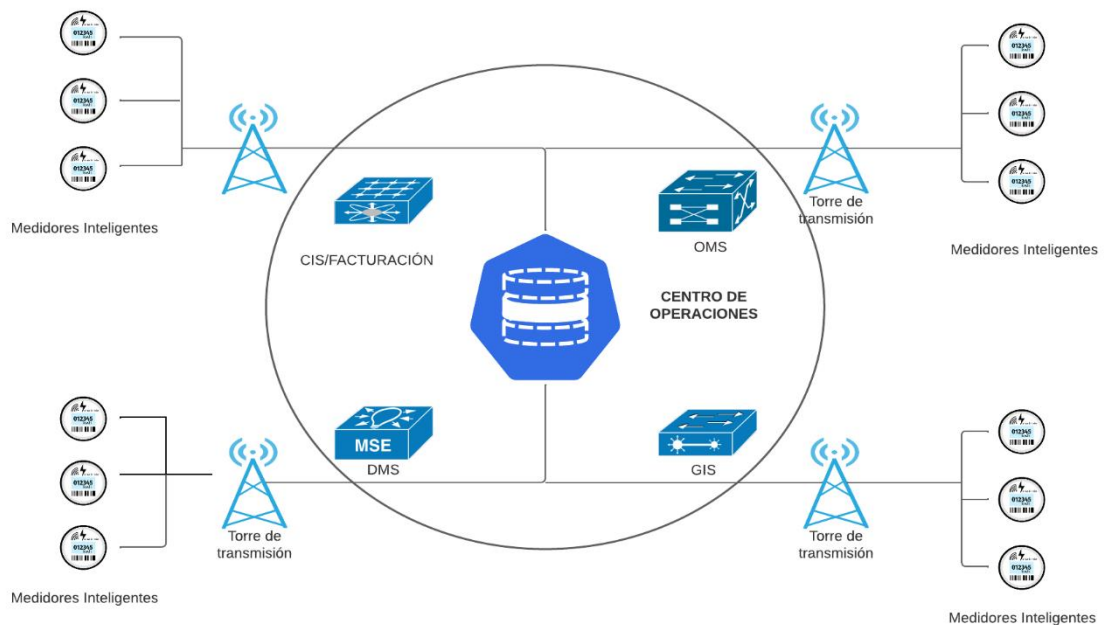


Figura 33 : *Arquitectura tradicional de comunicaciones de los sistemas de medición inteligente [21].*

Uno de los puntos principales que impactan directamente en la red de medición inteligente es la comunicación en tiempo real del sistema de distribución eléctrica. La evaluación del flujo de carga juntamente con software especializado permite establecer una estabilidad en el sistema ahorrando energía, planificando eficientemente y logrando calidad. Es así que de manera general la arquitectura del sistema de medición inteligente se enfoca en tres componentes principales son el componente de campo, el de comunicaciones y el de gestión de datos [12]. Independientemente de las normas o políticas, el instalador debe incluir la consideración de las capacidades básicas de la medición inteligente, como una comunicación bidireccional entre clientes y proveedores de energía, visualización de un precio flexible y detalles de consumo.

Entre las Empresas Eléctricas de Distribución más representativas por el número de clientes y por su ubicación geográfica se ejecuta una evaluación de implementación de una plataforma de medición avanzada para clientes de despacho masivo, especial y medición de

transformadores de distribución. Entre estas empresas están: CENTROSUR, E.E.A.S.A., ELEPCOSA, EMELNORTE y EEQ.

3.3.2. Normativa aplicada a la medición inteligente

Es importante que los equipos de medición eléctrica sean validados y sometidos a ajustes de calibración antes de su operación [56]. Para ello es importante considerar los siguientes puntos que delimiten su operación correcta:

- Es importante que la calibración sea realizada por un laboratorio acreditado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico.
- La calibración de los medidores de energía eléctrica debe estar sujetos a las normas IEC o ANSI vigentes.
- Por otra parte, es imprescindible certificar los horizontes de voltaje y corriente de los transformadores donde es importante disponer de certificados suministrados por el fabricante, a través de un laboratorio que acredite la norma ISO/IEC 17025 o la normativa internacional equivalente.
- En los transformadores de voltaje y corriente es importante calibrar la exactitud y verificar la polaridad establecidas en las normas IEC o ANSI.

Otro punto de interés es el procedimiento para la toma de lecturas. Es así como en consumidores pospago las lecturas se efectúan de manera mensual en un período mayor a 28 días e inferior a 33 días [56].

Por otra parte, en el organigrama de la Figura 34, se presentan los casos de excepcionalidad en los que la empresa distribuidora estimará un consumo de energía eléctrica.

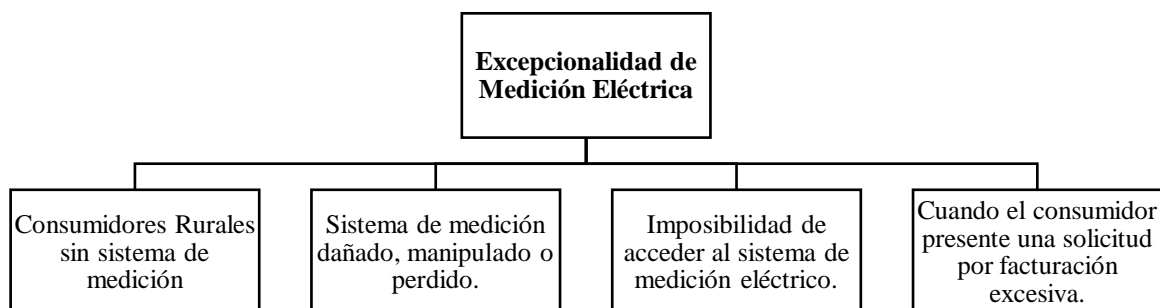


Figura 34: Casos de Excepcionalidad de medición de la prestación de electricidad.

La prestación del servicio eléctrica es facturada de acuerdo con los lineamientos establecidos por el pliego tarifario vigente a través de lecturas directas. De esta manera se registran los

consumos respectivos, los sobrepagos legales pertinentes y los cobros adicionales establecidos por leyes o programas del sector eléctrico [56].

Adicionalmente, uno de los sectores con mayor crecimiento son los vehículos eléctricos donde es importante la instalación de un cargador de baterías. Este dispositivo debe configurarse en una modalidad de carga lenta considerando así un nuevo grupo de consumidores del servicio público de energía eléctrica. En este sentido, la potencia máxima que se puede solicitar será de 10kW [56].

Es importante mencionar que la estandarización de protocolos de red y funcionalidades de los equipos de comunicación representan un verdadero desafío ya que se encuentran en constante investigación, por esa razón se han planteado los siguientes requisitos:

- Dispositivos de comunicación basados en radio frecuencia a través de la topología MESH en bandas de 915 a 928 MHz o 2.4 a 2.483 GHz.
- Las normativas IEC que delimitan la construcción de los medidores inteligentes son: IEC 62053-21 o IEC 62053-22, IEC 62052 -11 y bajo normas ANSI c12.1, ANSI c12.10, ANSI c12.16, ANSI c12.20, ANSI c12.21, ANSI c12.22.
- En lo que respecta a comunicación los medidores inteligentes deberán cumplir con DLMS/COSEM IEC 62056.
- El intercambio de información, estructura de datos y puertos de comunicación estarán sujetos a las normas IEC 62056-46, IEC 62056-47, IEC 62056-53, IEC 62056-21, IEC 62056-61, IEC 62056-62 y para ANSI con las normas ANSI C12.18, ANSI C12.19, ANSI C12.21, ANSI C12.22.
- Grado de protección IP54.

3.3.3. Infraestructura de Medición Avanzada en el Marco Ecuatoriano

La planificación de un sistema de medición robusto permite minimizar o prevenir las fallas en una red eléctrica incrementando así sus niveles de confiabilidad. Asimismo, un correcto sistema de medición constituye un punto clave para la localización de averías a largo plazo [10].

En lo que respecta a medición inteligente los medidores eléctricos inteligentes son la clave para determinar el consumo energético de cualquier cliente. En este sentido, es necesario que los medidores inteligentes tengan la capacidad de detectar el voltaje, el ángulo de fase y la frecuencia [14].

3.4. Arquitectura del Sistema de Medición - AMI

Los medidores inteligentes se caracterizan por su variedad de tecnología y diseño, sin embargo, funcionan a través de un proceso general. De esta manera, recopilan los datos energéticos de los dispositivos de los clientes y los transmite hacia un colector de datos por medio de una red de comunicaciones local (LAN) [25].

Las redes inalámbricas han alcanzado una cobertura óptima para ser empleada en enlaces de comunicación bidireccional asociadas a la estructura de medición avanzada [6]. El empleo de una red inalámbrica en medidores eléctricos inteligentes estimula una topología centralizada sujeto a los siguientes desafíos:

- Escalabilidad en puntos de agregación de datos universal con el objetivo de enlazar el mayor número de medidores inteligentes dentro de una misma celda.
- Establecer una comunicación en tiempo real con elevada sensibilidad de retraso alcanzando a desestabilizar el sistema de una red inteligente.
- Encriptar datos como parte imprescindible ya que esa información solo debe ser conocida por los clientes de cada medidor [6].

Dentro del concepto de smart grid el estándar IEEE 802.15.4g es empleado para obtener el mayor beneficio en redes de comunicación asociadas a medición inteligente. De esta manera se alcanza una solución integra para gestionar los datos dentro de una red de área doméstica HAN.

Es importante abordar las acciones de AMI que facilite la incorporación paulatina y exponencial de nuevos medidores inteligentes evitando la saturación de recursos. En este sentido se combinan redes inalámbricas donde el primer lazo de comunicaciones está limitado por el flujo bidireccional de datos desde un medidor inteligente hacia un punto de agregación de datos UDAP (Punto de agregación de datos universal) que por lo general se ubican en los postes de alumbrado público.

Seguidamente se enlaza la radio base celular más cercana para el intercambio de información y almacenamiento de información en los sistemas de gestión de datos medidos conocidos como MDMS que son controlados por las empresas de distribución eléctrica.

Asimismo, es importante considerar un esquema que facilite la rápida expansión de la red incorporando también un sistema de georreferenciación que informe la cobertura de cada UDAP así como el número de medidores inteligentes que se encuentran enlazados, esta

configuración permite que el UDAP se convierta en el centroide de la red cuya cobertura está sujeta a la capacidad de su radio [6].

Un punto importante para tener en consideración es la correcta ubicación del medidor, de esta manera se recomienda colocarlo dentro de edificaciones por el despliegue de la señal de radio. En casos particulares se requiere de un UDAP para recolectar información y combinar tecnologías de comunicación como IEEE 802.15.4g, Wifi o redes celulares.

Dentro de una infraestructura de Medición Avanzada los medidores inteligentes registran el consumo de electricidad en intervalos de tiempo de 15, 30 o 60 minutos directamente entre los clientes y las empresas eléctricas de distribución [57].

El empleo de redes inalámbricas permite recolectar información hasta de 200 medidores de manera segura. De esta manera, se pueden tomar acciones preventivas y de gestión del servicio eléctrico prestado evitando así interrupciones no deseadas, actuando cada vez en menor tiempo y mayor precisión. En el contexto americano los sistemas de medición avanzados alcanzan un 5% en varias ciudades de los Estados Unidos.

3.5. Planificación Económica y Financiera

3.5.1. Pronóstico Financiero

Se realiza a través de la planificación del Flujo de efectivo requerido para cancelar gastos que estén asociados con la compra de energía y mano de obra [58].

3.5.2. Proyección Financiera

Se define como un proceso enfocado a la elaboración de los estados proforma que contempla el estado de Resultados como el balance general. Se entiende por estados proforma a: estimación de ventas, costos y gastos de los años futuros [58].

3.5.3. Evaluación Económica

La evaluación financiera es necesaria para estimar futuras políticas aplicadas al presupuesto y la proyección de las alternativas consideradas como viables. En este sentido, las proyecciones financieras se realizan con precios fijos en un horizonte de 5 años, dónde se consideren índices de escalamiento en costos y gastos [58].

3.5.4. Ingresos y Egresos Deflactados

Para determinar los ingresos que se generan en el proyecto es importante realizar la proyección del flujo de fondos operacionales considerando el valor del dinero en el tiempo. De esta manera

se obtiene información básica que permite estimar indicadores de cada alternativa viable para realizar la comparación y selección del mejor proyecto [58].

3.5.5. Criterios para la Evaluación Económica y Financiera

Para determinar la efectividad económica de un proyecto es importante realizar la evaluación económica y financiera de inversiones, en este sentido se presentan los siguientes criterios que permitan comparar las alternativas de inversión:

- Delimitar las alternativas del proyecto.
- Definir el período de estudio del proyecto.
- Ejecutar estimaciones de flujos efectivos para las alternativas.
- Definir el valor del dinero en el tiempo.
- En función de las estimaciones de flujo efectivas elegir los criterios de evaluación de inversiones.
- Analizar alternativas.
- Ejecutar una evaluación de sensibilidad.
- Seleccionar la mejor alternativa.

3.5.6. Formulación económica de Proyectos.

El objetivo principal al formular proyectos es obtener rentabilidad a partir de una inversión económica, innovaciones tecnológicas y optimización de la productividad. La formulación de proyectos puede ser estipulada por el Gobierno o por inversiones privadas que se diferencian bajo ciertas características mostradas en la Tabla 28.

Tabla 28: Características de proyectos públicos y privados.

Características	Inversión Pública	Inversión Privada
Cantidad de la inversión	Elevadas	Pocas elevadas, la mayor parte son de mediana a pequeña escala.
Período de vida	Entre 30 a 50 años	De 2 a 25 años
Flujo efectivo	Sin ganancias estimando: entradas, coste, oportunidades y desventajas	En función de los ingresos se determinará la ganancia.
Financiamiento	Tarifas, impuestos, bonos, fondos particulares	Acciones, bonos, préstamos.
Tasa de interés	Baja	Alta en base al costo de capital.
Criterio de selección de alternativas	Criterios múltiples	Basado en la tasa mínima aceptable de rendimiento TMAR
Entorno de evaluación	Influido por la política	Netamente económico

Los proyectos o inversiones públicos son financiados por los Gobiernos de turno que emplean los recursos económicos de los ciudadanos. Por otra parte, las inversiones privadas se ejecutan a través de corporaciones, asociaciones e individuos. Es así como las inversiones públicas buscan el bienestar público y no la utilidad generada, entre los principales ejemplos están:

- Servicios como: agua, alcantarillado, electricidad.
- Transporte: Carreteras, puentes, drenajes.
- Salud: Hospitales, centros de salud, clínicas.
- Áreas verdes: Parques, centros de recreación.
- Educación: primaria, secundaria, institutos, universidades.
- Servicios de emergencia: policía, bomberos.

En la presente propuesta, se estima que las inversiones serán del tipo público ya que se trata de cubrir o satisfacer un servicio como lo es la electricidad. En este sentido, en proyectos o inversiones públicas es importante analizar económicamente las alternativas públicas basado en los ingresos, coste y gastos anuales para determinar así las oportunidades y desventajas de la manera más exacta posible en unidades monetarias vigentes.

3.5.7. Formulación de alternativas de proyectos

Para evaluar una o varias alternativas es importante realizar un flujo efectivo en un período de tiempo. De esta manera se realizan comparativas técnicas y económicas que permitan determinar la viabilidad o no de dichas alternativas. Las alternativas que se pueden formular en un proyecto se agrupan en base a criterios que se presentan en el esquema de la *Figura 35*.

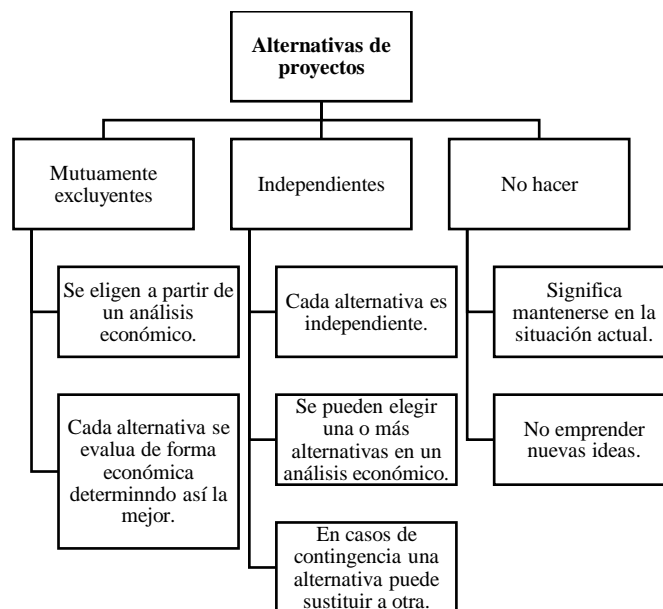


Figura 35: Categorización de alternativas de proyectos.

3.6. Aspectos Técnicos que se alcanzan con el desarrollo del sistema de Medición Inteligente.

La modernización de las redes de distribución eléctricas tradicionales en novedosas redes inteligentes que consoliden importantes sistemas e infraestructuras presentan varios beneficios, en los más importantes están:

- Incremento en la confiabilidad y calidad del servicio de energía eléctrica.
- Optimizar las instalaciones eléctricas existentes.
- Corregir la capacidad y eficiencia de las redes eléctricas actuales.
- Consolidar un sistema robusto ante perturbaciones.
- Facilita el mantenimiento predictivo y auto reposición, respondiendo ante las perturbaciones.
- Rápida adaptación a las fuentes de energía distribuida.
- Acciones de Operación y Mantenimiento automatizadas – Corte y reconexiones automáticas.
- Mejora en las actividades de medición y facturación.
- Minimización del tiempo de detección de fallos.
- Evito Cuadrillas de medición.
- Evitar la manipulación de medidores y hurto de energía.

Con una arquitectura de medición avanzada las empresas eléctricas de distribución obtendrán datos en tiempo real asociado al consumo y uso de la energía eléctrica. Además, ofrece funcionalidades para control y administración de manera eficiente minimizando los costos a través de controles a distancia. Por otra parte, la información obtenida facilita la predicción de la demanda en función de perfiles de consumo y uso de electricidad por parte de sus clientes [52].

Peaje.

Corresponde al valor estimado que debe cancelar el consumidor no regulado por las pérdidas eléctricas y el uso de la infraestructura en función de su punto de conexión. Es importante diferenciar que el peaje de energía se asocia a las pérdidas eléctricas, mientras que, el peaje de potencia está vinculado con el uso de la infraestructura [59].

Peaje de Distribución.

Es el valor estimado entre los peajes de potencia y energía que deben cancelar los consumidores no regulados cuando hacen uso de la infraestructura de distribución eléctrica [59].

Peaje de Transmisión.

Es el valor que se genera cuando se generan pérdidas en el uso de la infraestructura de transmisión al aplicar el peaje de energía en consumidores no regulados [59].

3.7. Aspectos Económicos alcanzados con el desarrollo del sistema de Medición Inteligente.

Pérdidas Eléctricas.

Son valores adicionales de potencia y energía que se requieren para abastecer la demanda de los consumidores regulados y no regulados [59].

En los sistemas eléctricos de distribución es muy importante minimizar las pérdidas eléctricas, eso representa una buena labor de gestión proporcionando así grandes beneficios económicos. Esos beneficios se dan ya que la empresa distribuidora no gasta en compra o generación de energía lo que permite un ahorro de recursos en acciones de operación y expansión.

Se define a las pérdidas como la energía que se disipa en las diferentes etapas del sistema de distribución eléctrica. Además, se encuentran las pérdidas no técnicas o comerciales que se originan por la falta de medición – facturación a los diferentes usuarios que hacen uso del servicio público de energía eléctrica de manera ilegal o que sus sistemas de medición presenten fallas [60].

Pérdidas Técnicas.

Se producen por fenómenos físicos como es el calentamiento de los conductores cuando el flujo de intensidad de corriente circula por las líneas de transporte [59]. Se considera como la potencia eléctrica que demandan los componentes eléctricos dentro de la red de distribución [60].

Pérdidas No Técnicas.

Corresponde a los valores de potencia que se extraen de manera ilícita del sistema eléctrico de distribución. Se consideran hurtos, manipulación de los equipos de medición, errores en facturación entre otros [59]. A escala nacional se puede apreciar que la mayor cantidad de pérdidas de energía se concentran en la región Costa mostradas en la Figura 36.

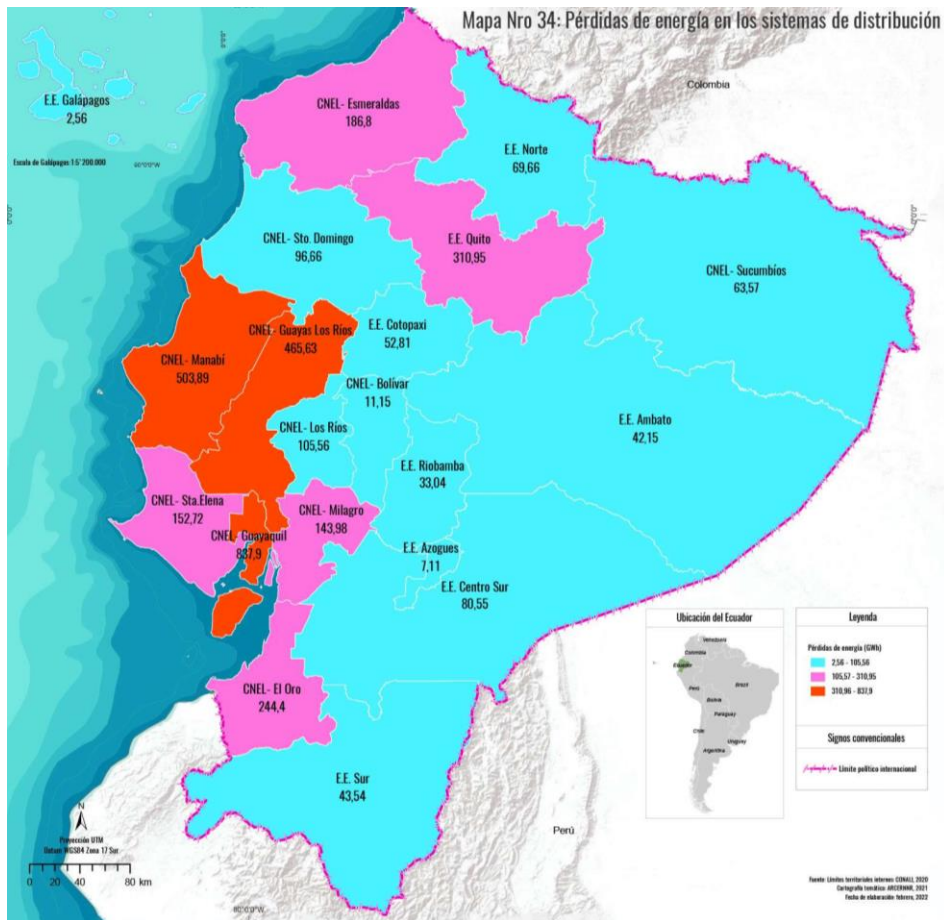


Figura 36: Pérdidas de Energía a escala Nacional.

En el año 2021, las empresas eléctricas de distribución reportaron que la energía disponible fue de 26450.77 GWh, dónde el 13.06% corresponde a pérdidas de energía. Las empresas que presentan los porcentajes más elevados son las Unidades de Negocio CNEL EP: Esmeraldas (28.29%), Manabí (24.90%) y Los Ríos (20.16%), mientras que en las empresas eléctricas la Empresa Eléctrica del Norte es la que tiene mayor porcentaje de pérdidas 10.03% este valor se calcula en función de la energía disponible y la empresa eléctrica Ambato tiene el menor porcentaje asociado a pérdidas no técnicas, presentadas en la Figura 37.

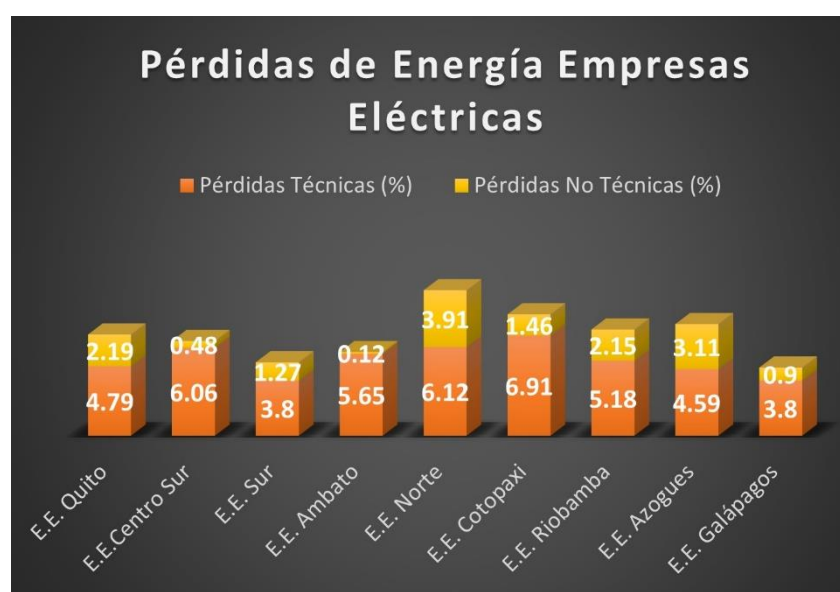
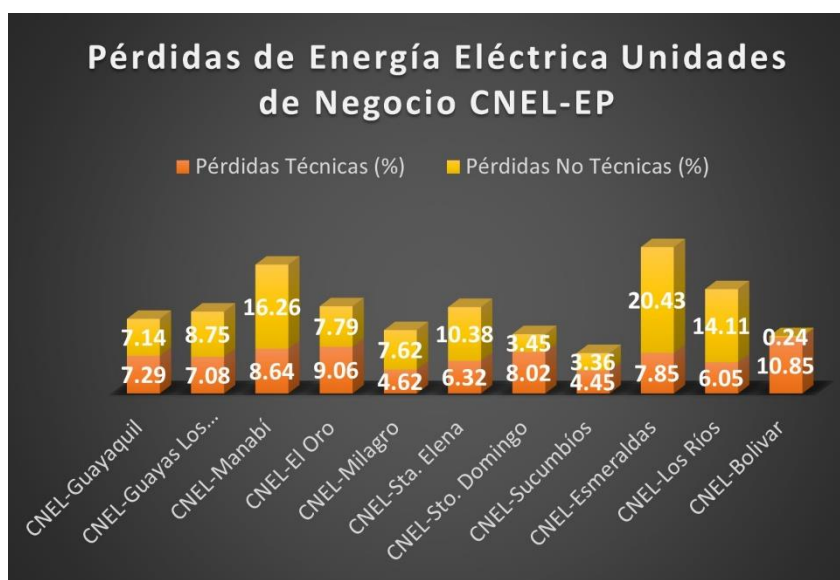


Figura 37: Pérdidas de Energía por Empresa Eléctrica de Distribución

En la Tabla 29, se presenta un histórico de los valores de pérdidas que se presentan en el sistema eléctrico de distribución en el período 2012 a 2021.

Tabla 29: Pérdidas de energía en los sistemas de Distribución Eléctrica.

Año	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (%)
2012	2.546,06	13,60	1.606,80	8,58	939,26	5,02
2013	2.465,26	12,62	1.641,35	8,40	823,91	4,22
2014	2.590,09	12,38	1.738,73	8,31	851,37	4,07
2015	2.664,37	12,11	1.801,78	8,19	862,59	3,92
2016	2.690,94	12,21	1.786,48	8,10	904,46	4,10
2017	2.618,13	11,49	1.664,54	7,30	953,59	4,18
2018	2.705,29	11,39	1.668,58	7,03	1.036,71	4,37

2019	2.985,31	12,00	1.737,67	6,98	1.247,65	5,01
2020	3.160,31	12,79	1.698,45	6,87	1.461,86	5,91
2021	3.454,62	13,06	1.726,47	6,53	1.728,14	6,53

En el año 2021 el total de pérdidas técnicas y no técnicas alcanzó los 3.454,62 GWh que corresponden 5 millones 490 mil 268 de consumidores regulados y no regulados. De esta manera si se analiza por separado a las empresas eléctricas de distribución y luego a las unidades de negocio de CNEL se tiene que la empresa EMELNORTE presenta el mayor número de pérdidas mientras que CNEL Esmeraldas alcanza valores considerables, detallados en la Tabla 30.

Tabla 30: Empresas Eléctricas de Distribución con el mayor porcentaje de pérdidas.

Empresa	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas no Técnicas (GWh)
EMELNORTE	69.66	42.48	27.18
CNEL Esmeraldas	186.80	51.86	134.94

En la Resolución ARCERNR-009/2022 el directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables determinó que la tarifa nacional promedio tiene un valor 0.092 dólares por kilovatio hora (kWh). Lo que implica un costo anual aproximado de \$14.915.040,00 por pérdidas no técnicas sumadas entre EMELNORTE y CNEL Esmeraldas. Ese valor calculado se puede evitar con el desarrollo de un sistema de medición inteligente, en el siguiente capítulo se realiza el análisis de factibilidad técnico y económico basado en las empresas que presentan mayor porcentaje de pérdidas tanto para la región Sierra como para la región Costa.

4. RESULTADOS

4.1. Análisis de viabilidad técnica

Para la ejecución de una arquitectura de medición avanzada es importante considerar propuestas integrales. De esta manera, se optimizará la infraestructura actual adoptando innovadoras tecnologías. No obstante, en el contexto de Ecuador es importante considerar que pueden existir ofertas separadas, en este sentido, es importante considerar propuestas de infraestructura AMI por una parte mientras que por otra está el software de medición, gestión y monitoreo MDM.

Las empresas eléctricas de distribución serán las encargadas para el proceso de instalación y puesta en marcha, no obstante, la capacitación para el personal operativo estará a cargo del oferente.

El conjunto de especificaciones generales para proyectos de medición inteligente se describe en la Tabla 31,

Tabla 31: Especificaciones Técnicas para proyectos de Medición Inteligente

Especificaciones técnicas para proyectos de medición inteligente.	
Ítem	Detalle
1	Hardware y Software de gestión.
2	Arquitectura de Comunicación IEC 61968 basada en el modelo de información común.
3	Actualización remota de software.
4	Configuración del registro de consumos en intervalos predefinidos de tiempo para aplicación de tarifas por períodos horarios.
5	Conexión y desconexión remota del servicio eléctrico, respetando la privacidad de los usuarios.
6	Capacidad de diagnóstico, monitoreo y control del estado de la red de comunicación.
7	Autodetección, reconfiguración y reparación automática de problemas de red.
8	Acceso a múltiples usuarios de manera remota para control de carga, lectura de contadores.
9	Notificación de eventos y parámetros de calidad de energía.
10	Escalabilidad de medidores eléctricos sin restricción.
11	Detección de hurto de energía a través de evaluaciones, reportes y diagnósticos de los balances energéticos.
12	Adaptabilidad automática de sistemas Prepago o Pospago a través de software comercial.

Medidores Inteligentes.

Los medidores inteligentes respetarán la infraestructura existente de las instalaciones actuales y sus respectivos puntos de medición para evitar la modificación de estos.

Las empresas eléctricas de distribución serán las responsables de proteger o enmarcar a los medidores inteligentes en tableros metálicos cuyas dimensiones serán definidas por la misma empresa [61].

La tecnología de RF y las tarjetas de transmisión de datos que empleen los medidores inteligentes estarán estipulados por la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.

Cada empresa de Distribución debe garantizar que los equipos estén pre-calibrados de fábrica y programados con parametrización fácil a través de un software propietario suministrado por Empresa.

Las especificaciones técnicas de cada tipo de medidor se presentan en los siguientes esquemas:

En la Figura 38, se presentan las especificaciones técnicas de un medidor monofásico.

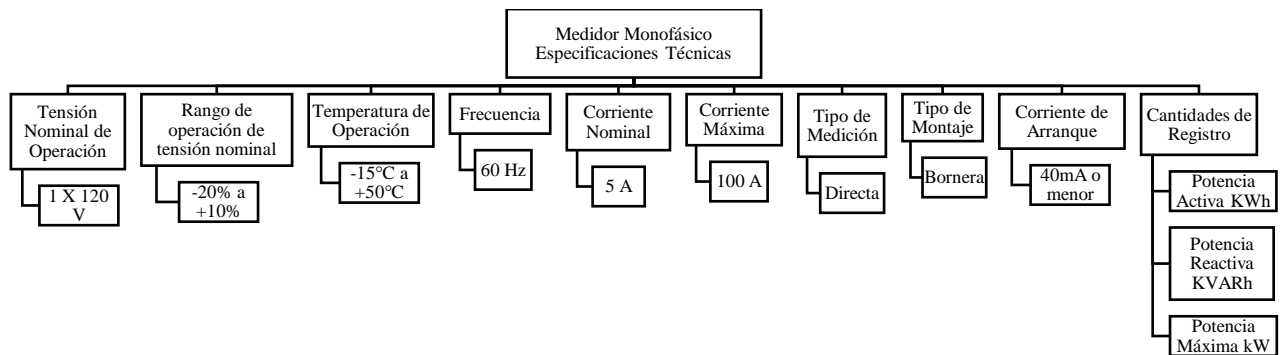


Figura 38: Especificaciones Técnicas de un medidor eléctrico monofásico

Adicionalmente, es importante que el equipo disponga de una pantalla o visualizador de alta definición y muy buen contraste en donde se aprecie como mínimo 6 dígitos para registros de valores de energía con un tamaño de los números de 7x4 mm.

Es importante que el medidor cuente con una señal visual para contrastación y que sea de acceso frontal. El diámetro de la bornera debe ser lo suficientemente amplio para alojar cables de cobre con un calibre N°2 AWG. El proveedor debe garantizar una vida útil inferior a 20 años con una garantía técnica de por lo menos 3 años.

Los medidores inteligentes deben considerar 4 tarifas dónde 3 se empleen para días laborables y una para feriados, en este sentido, deben incluir una agenda para fijar fechas periódicas y no periódicas. Asimismo, deben contener un reloj en tiempo real con oscilador interno de frecuencia estándar con gran precisión 0.005%. Con respecto a seguridad el medidor inteligente debe notificar a la empresa proveedora del servicio eléctrico actividades como: cambio de contador, registro inverso, interrupciones no programadas y manipulaciones no autorizadas. Asimismo, deben conectarse a una batería de respaldo con una autonomía de 4 meses sin energía de la red.

En la Figura 39, se presentan las especificaciones técnicas de un medidor bifásico.

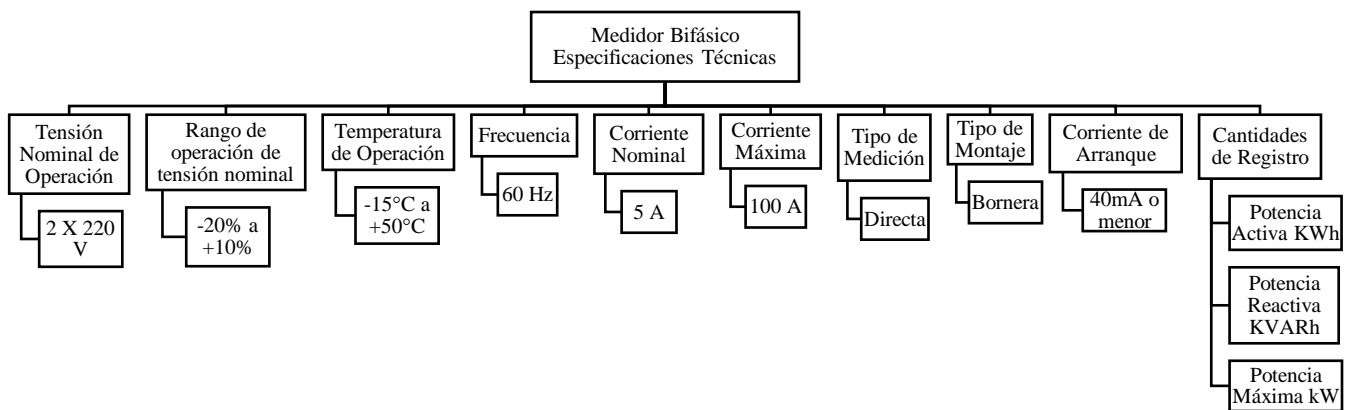


Figura 39: Especificaciones Técnicas de un medidor eléctrico bifásico

La mayoría de las especificaciones técnicas que debe cumplir este equipo son las mismas que debe cubrir un medidor monofásico. No obstante, también se deben considerar las especificaciones técnicas como es la potencia de consumo que en este equipo no debe superar los 1.8W incluyendo los sensores y la pantalla de visualización. Adicionalmente, debe incorporar un sistema de reset automático que se active cada primer día del mes.

En la Figura 40, se presentan las especificaciones técnicas de un medidor trifásico.

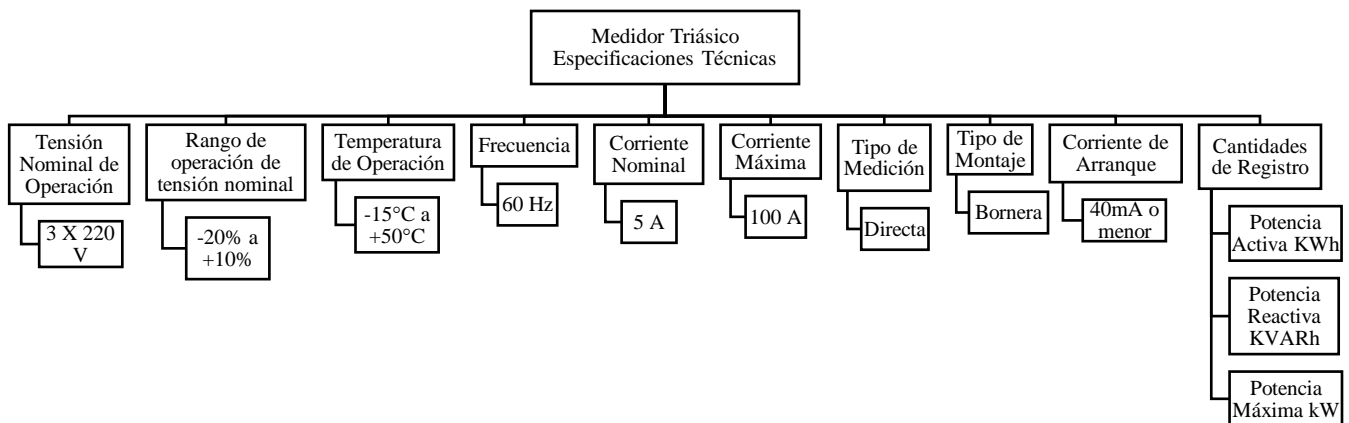


Figura 40: Especificaciones Técnicas de un medidor eléctrico Trifásico

La mayoría de las especificaciones técnicas que debe cumplir este equipo son las mismas que debe cubrir un medidor monofásico y bifásico. Asimismo, el grado de protección debe ser IP52 con protección UV. La tarjeta de comunicación estará incrustada en el medidor sin necesidad de un adaptador, de esta forma su consumo de energía no superará 1W durante el tiempo de transmisión de datos. También, se debe encriptar y reportar hasta seis dígitos de lectura.

La información que se extrae de los medidores es variada, sin embargo, principalmente se debe extraer:

- Datos de Facturación.
- Energías Activa y Reactiva, tiempo de uso.
- Interrupción del servicio y tiempo de restauración.
- Sincronización del reloj.
- Capacidad para recolectar información, por ejemplo: en períodos de 15 minutos.
- Reporte de 96 registros diarios del perfil de carga hasta los concentradores.

Asimismo, se describen los tipos de medidores a ser empleados para los diferentes clientes en función del tipo de facturación.

- **Medidores inteligentes para clientes de facturación masiva:**

Son Dispositivos de medición directa a situar en clientes residenciales y pequeños comerciales/industriales, los cuales serán parte de la red de comunicaciones RF MESH y deberán ser construidos bajo normativas de fabricación y protocolos de comunicación ANSI e IEC, cuyas características principales son:

- a) Tecnología de comunicación basada en radio frecuencia tipo MESH en bandas 915 a 928 MHz o 2.4 a 2.483 GHz.
- b) Los medidores inteligentes deberán ser fabricados bajo normas IEC 62053-21 o IEC 62053-22, IEC 62052 -11 y bajo normas ANSI c12.1, ANSI c12.10, ANSI c12.16, ANSI c12.20, ANSI c12.21, ANSI c12.22.
- c) Los medidores inteligentes deberán cumplir con las normas para comunicación DLMS/COSEM IEC 62056, para el intercambio de información, estructura de datos y puertos de comunicación (normas IEC 62056-46, IEC 62056-47, IEC 62056-53, IEC 62056-21, IEC 62056-61, IEC 62056-62) y para ANSI con las normas ANSI C12.18, ANSI C12.19, ANSI C12.21, ANSI C12.22.
- d) Soportar protocolos de comunicación estándar UDP, TCP, IPv6, IPv6 over Ethernet, IPv6 over PPP, 6LoWPAN, IEEE Std 802.15.4 g/e™, Etiquetas de seguridad basados en IP para Integridad de los datos, autenticación-autorización y cifrado de transmisión AES (mínimo 128 bits), NTP.
- e) Conector para antena externa tipo SMA, para mejoramiento de señal del medidor.
- f) Medición en cuatro cuadrantes.
- g) Registro de Potencia y Demandas Activa y Reactiva, voltajes y corrientes.

- h) Clase de precisión 1.
- i) Perfiles de carga e instrumentación (Voltajes, corrientes), mínimo 4 canales para registro de perfiles, configurable cada 5/10/15/30/60 minutos.
- j) Registros de eventos y alarmas.
- k) Almacenamientos en intervalos de 15 minutos, para 4 canales, mínimo para 45 días.
- l) TOU, mínimo 4 tarifas.
- m) Grado de protección IP54.
- n) Dispositivo de corte y reconexión incluido dentro de la estructura del medidor.
- o) Puertos de comunicación RF MESH para comunicación con el concentrador de medidores, puertos óptico e Inalámbrico para configuración en laboratorio y en campo.
- p) El Medidor Inteligente deberá permitir la detección y notificación al HES de las interrupciones en el suministro de energía.
- q) Deberá incluir la funcionalidad de detección de energía en el lado de la carga.
- r) En caso de pérdida de alimentación de la red de distribución y/o batería interna del medidor, se debe garantizar la permanencia en memoria de los datos almacenados y parametrización de la última configuración del medidor.

Adicionalmente, se debe considerar la mano de obra para la instalación de los medidores inteligentes, esta actividad consiste en el retiro del medidor existente e instalación del nuevo medidor y la actualización de la información en el sistema comercial.

- **Medidores inteligentes para clientes de facturación especial:**

Los consumidores se consideran de facturación especial cuando cumple cualquiera de estas tres condiciones:

- Es un cliente de media tensión.
- De baja tensión con demanda superior a 10kW
- Cuando su consumo es mayor a 1000kWh/mes.

Son dispositivos que se instalarán en clientes industriales, comerciales, entidades oficiales, que tengan un consumo distintivo para las Empresas Eléctricas de Distribución, estos medidores pueden ser parte de la red RF MESH o debido a la dispersión de estos pueden utilizar tecnología de comunicación celular, cuyas principales características son:

- a) Módulo de comunicación interno RFMESH en bandas 915 a 928 MHz o 2.4 a 2.483 GHz o celular, de acuerdo con el tipo de tecnología a utilizar en cada Empresa Eléctrica de Distribución.

- b) Los contadores inteligentes deberán ser fabricados bajo normas IEC 62053-22, IEC 62052 -11 y en el caso de ANSI bajo normas ANSI c12.1, ANSI c12.10, ANSI c12.20, ANSI c12.21, ANSI c12.22.
- c) Los medidores inteligentes deberán cumplir con las normas para comunicación DLMS/COSEM IEC 62056, para el intercambio de información, estructura de datos y puertos de comunicación (normas IEC 62056-46, IEC 62056-47, IEC 62056-53, IEC 62056-21, IEC 62056-61, IEC 62056-62) y para ANSI con las normas ANSI C12.18, ANSI C12.19, ANSI C12.21, ANSI C12.22.
- d) Deben soportar protocolos de comunicación UDP, TCP, IPv4 para medidores con módulo de comunicación celular, IPv6, IPv6 Over Ethernet, IPv6 over PPP, 6LoWPAN, IEEE Std 802.15.4 g/e™, para medidores con módulo de comunicación RF MESH, NTP, protocolos de seguridad basados en IP para Integridad de los datos, autenticación-autorización y cifrado de transmisión AES (mínimo 128 bits).
- e) Conector para antena externa tipo SMA, para mejoramiento de señal del medidor.
- f) Clase de precisión 0.2.
- g) Normas constructivas bajo estándar IEC tipo bornera o ANSI tipo socket.
- h) Exploración de Potencias y Energías: activa, reactiva y aparente.
- i) Medición en los cuatro cuadrantes.
- j) Registro de parámetros de instrumentación y calidad de energía. El Medidor Inteligente deberá registrar parámetros de instrumentación y calidad de energía como voltajes, corrientes, factor de potencia, diagramas fasoriales por fase y registro de eventos de calidad de energía tales como SAG, Swell, Interrupciones, distorsión armónica total (THD), Distorsión armónica de voltaje (VHD) y de corriente (CHD).
- k) Disponer 12 canales para grabación de perfil de carga y parámetros de instrumentación, configurable cada 5-10-15-30-60 minutos.
- l) Grado de protección IP54.
- m) Almacenamiento interno en intervalos de 15 minutos, para 12 canales, mínimo para 60 días.
- n) Puertos óptico e Inalámbrico para configuración en laboratorio y en campo.
- o) TOU, mínimo 4 tarifas.
- p) Registro de eventos y alarmas relacionados a la medición de un cliente especial.
- q) El Medidor Inteligente deberá permitir la detección y notificación al HES de las interrupciones en el suministro de energía.
- r) Deberá incluir la funcionalidad de detección de energía en el lado de la carga.

Para los medidores de medición indirecta se debe considerar transformadores de intensidad de rango extendido, núcleo cerrado de la misma precisión del medidor, como dispositivo auxiliar de medición, de acuerdo con los requerimientos de las empresas.

- **Medidores inteligentes para transformadores de distribución:**

Se prevé que la instalación de este tipo de medidores en zonas escogidas para clientes residenciales o de facturación masiva. De esta manera se busca ejecutar balances de energía y monitorear los transformadores de distribución de las Empresas Eléctricas de Distribución, estos medidores deben ser parte de la red RF MESH y deberán ser fabricados bajo el estándar IEC, cuyas principales características son:

- a) Módulo de comunicación, RF MESH en bandas 915 a 928 MHz o 2.4 a 2.483 GHz.
- b) Los medidores inteligentes deberán ser fabricados bajo normativas IEC 62053-22, IEC 62052 -11.
- c) Los medidores inteligentes deberán cumplir con las normas IEC para comunicación IEC 62056-46, IEC 62056-47, IEC 62056-53, IEC 62056-21, IEC 62056-61, IEC 62056.
- d) Soportar protocolos de comunicación UDP, TCP, IPv6, IPv6 over Ethernet, IPv6 over PPP, 6LoWPAN, IEEE Std 802.15.4 g/e, Protocolos de seguridad basados en IP para Integridad de los datos, autenticación-autorización y cifrado de transmisión AES (mínimo 128 bits), NTP.
- e) Nivel de precisión 0.2.
- f) Registro de Potencias y Energías: activa, reactiva y aparente.
- g) Medición en los cuatro cuadrantes.
- h) Registro de parámetros de instrumentación y calidad de energía. El Medidor Inteligente deberá registrar parámetros de instrumentación y calidad de energía como voltajes, corrientes, factor de potencia, diagramas fasoriales por fase y registro de eventos de calidad de energía tales como SAG, Swell, Interrupciones, distorsión armónica total (THD), Distorsión armónica de voltaje (VHD) y de corriente (CHD).
- i) 12 canales para grabación de perfil de carga y parámetros de instrumentación, configurable cada 5-10-15-30-60 minutos
- j) Grado de protección IP54
- k) Almacenamientos en intervalos de 15 minutos, para 12 canales, mínimo para 60 días.
- l) Puertos óptico e Inalámbrico para configuración en laboratorio y en campo.

- m) TOU, mínimo 4 tarifas
- n) Registro de eventos y alarmas relacionados al monitoreo de transformadores.
- o) Deberá incluir la funcionalidad de detección de energía en el lado de la carga.
- p) El Medidor Inteligente deberá permitir la detección y notificación al HES de las interrupciones en el suministro de energía.

Concentradores o Gateway

Estos equipos permiten concentrar la información extraída de los medidores inteligentes. Es importante considerar que, si la red de comunicaciones se basa en tecnología de Radio Frecuencia, debe operar sobre bandas de uso libre bajo los lineamientos de la Superintendencia de Telecomunicaciones del Ecuador.

En la Figura 41, se presentan las especificaciones técnicas de un medidor trifásico.

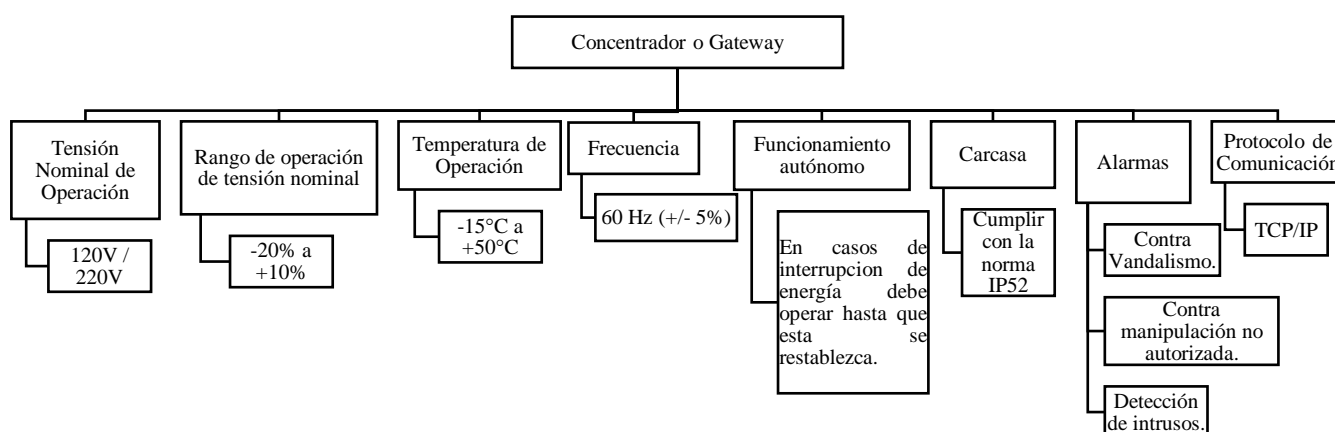


Figura 41: Especificaciones Técnicas de un Concentrador o Gateway para AMI

En circunstancias emergentes como es la interrupción del servicio de energía eléctrica el concentrador debe conectarse a un sistema de alimentación de respaldo, una batería que garantice su operación por al menos 4 días sin energía de la red con un horizonte de 5 años.

El protocolo de comunicaciones deberá ser TCP/IP, el concentrador deberá presidir de un puerto RS-232 y ethernet RJ45. De esta manera la información puede descargarse en el sitio de trabajo cuando la comunicación sea interrumpida.

Requerimientos de la Red FAN para Empresas Eléctricas.

Entre los principales requerimientos para la red de Campo FAN están:

1. Tecnología Radio Frecuencia Mesh en banda libre 915-928 MHz o 2.400-2.483 GHz.

2. La banda libre de frecuencia elegida para la red FAN del proyecto debe ser única, es decir, no se podrá utilizar una banda de frecuencia en un sitio y otra en otro lugar de las zonas consideradas en el proyecto.
3. La red de campo debe ser tolerante a fallos con elevada disponibilidad con habilidades para redireccionar el tráfico en casos que falle un equipo hacia otro. Asimismo, los equipos de comunicaciones deben soportar velocidades de transmisión y recepción adaptativas en función del medio en el que se encuentren.
4. Para que una red de campo sea eficiente, flexible, escalable y segura se debe tener en consideración los siguientes parámetros:
 - 4.1. Las empresas de distribución deben considerar la ubicación de sus diferentes clientes ya sea en zonas concentradas o dispersas.
 - 4.2. El área de cobertura debe permitir la interconectividad entre equipos de medición con una capacidad máxima de 16 saltos entre nodos para alcanzar largas distancias.
 - 4.3. Los concentradores deben soportar la conectividad de medidores vecinos en casos de emergencia.
 - 4.4. Para el diseño de una Red FAN es importante considerar los requerimientos establecidos por la IEEE Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes “IEEE Vision for Smart Grid Communication 2030 and Beyond”. En la Tabla 32, se presentan las principales características de una Red FAN.

Tabla 32: Características mínimas de una Red FAN.

Características de una RED FAN			
Velocidad kbps	Latencia	Confiabilidad (Disponibilidad)	Seguridad
Mínimo 50 kbps por nodo (medidor) Mínimo 500 kbps para (Backhaul)	Menor a 15 segundos	Mínimo 99 % (anual)	Alta

Requerimientos para la Red WAN.

El diseño de la Red WAN está sujeto a las diferentes consideraciones de las tecnologías empleadas por cada empresa de Distribución.

a) Requerimientos para los Enlaces de fibra óptica.

El enlace de datos debe dedicarse con una velocidad de 1024Kbps, de esta manera se prevé establecer la conectividad entre concentradores y medidores.

El proveedor del servicio de comunicaciones debe realizar las instalaciones necesarias para establecer la comunicación entre concentradores de medidores y materiales requeridos para su instalación y operación en exteriores.

b) Requerimientos para el Plan de Datos Móviles para las Empresas Eléctricas.

Es importante que las Empresas de Distribución realicen la contratación y pago de un plan de datos móvil con al menos 1000 Mb con una velocidad de 4Mbps para enlazar los concentradores.

Las tarjetas de memorias deben utilizarse en cualquier concentrador de medidores, además, deben enlazarse a un Punto de acceso privado (APN).

c) Requerimientos para el Plan de Datos Móviles para medidores inteligentes

Se prevé que las empresas Distribuidoras realicen la contratación y pago de un plan de datos móvil de al menos 20 Mb. De esta manera se espera que la empresa de telecomunicaciones establezca la interconexión entre el HES y la red celular de medidores especiales configurados en IPv4. Asimismo, se debe solicitar un punto de acceso privado exclusivo para direcciones de red de los medidores inteligentes.

d) Requerimientos para los Enlaces Troncales comunes para las Empresas Eléctricas de Distribución.

Las empresas de Distribución deben realizar el pago y contratación de servicios para el establecimiento de dos enlaces troncales uno principal y otro de respaldo. Los enlaces serán dedicados es decir que no se compartirán con otros usuarios. El ancho de banda debe garantizar el intercambio de la información generada por los equipos de la plataforma AMI de las empresas desde y hacia el HES.

e) Requerimientos SLA para los servicios de comunicaciones

Un Acuerdo de Nivel de Servicio (SLA), debe garantizar los siguientes puntos:

1. Que los enlaces contratados tengan una disponibilidad superior al 90%, es decir, no podrá haber cortes superiores a 4 horas anuales.
2. Las empresas de Distribución deberán organizar equipos de soporte técnico que estén operativos para los servicios de comunicaciones en la modalidad 24/7.
3. Destinar niveles de atención a usuarios para solventar problemas de comunicaciones entre los operadores de red celular para la transmisión de datos.

Componentes de la plataforma AMI requeridos

El complemento de una plataforma de medición inteligente para empresas de Distribución eléctrica se complementa con concentradores de medidores, repetidores de Radio Frecuencia en Malla (RF MESH), Hand-Held Unit.

Una rápida descripción se describe en las siguientes líneas con los requerimientos específicos para cada componente antes mencionado.

Requerimientos para Concentradores de Medidores RFMESH

Los principales requerimientos se pueden agrupar en dos grupos como son constructivos y los de compatibilidad Electromagnética.

Requerimientos Constructivos:

Este tipo de requerimientos hace mención a las características físicas y técnicas que deberá presentar el concentrador para su correcta operación, entre las principales están:

- Grado de protección IP65 o superior.
- Intervalo de temperatura de operación de -10°C a 60°C.
- El rango de humedad que soporta el equipo debe ser de máximo 90%.
- El voltaje de operación debe ser entre 110-240VAC a una frecuencia de 60Hz.
- Batería de respaldo que permita su operación.
- La vida útil del concentrador debe superar los 10 años.
- El concentrador tendrá un panel de indicadores luminosos para indicar su funcionamiento, el estado de comunicación, encendido, entre otros.

Requerimientos de compatibilidad Electromagnética:

Los equipos concentradores deben cumplir con los estándares: EN61000-6-2, EN61000-4-2 (ESD), EN61000-4-3 (RF), EN61000-4-4 (EFT), EN61000-4-5 (SURGE), EN61000-4-6 (CRF), EN61000-4-11 (VDI), EN 55024, CISPR 24, IEC61140 Class2 o su equivalente.

Requerimientos para Configuración, Conexión, localización y Licencia:

Entre los principales están:

- Configuración remota de los parámetros del concentrador de medidores,
- El concentrador de medidores no debe estar sujeto a ninguna licencia para su operación.

- El concentrador de medidores debe soportar la conexión de al menos 1000 medidores inteligentes.
- El concentrador de medidores deberá actuar como una puerta de enlace dentro de una red FAN.
- El concentrador de medidores debe ser interoperable capaz de funcionar con al menos tres marcas distintas de medidores.
- El concentrador de medidores deberá operar como un servidor DHCP para IPv6 orientado a dispositivos finales en una red FAN.

Requerimientos de Interfaces y Módulos de Comunicación

Las principales interfaces de un concentrador de datos son:

Interfaz WAN, debe contener:

- Puertos RJ45, 10/100/1000 Mbps, full dúplex.
- Módulo de comunicación celular para operadores existentes en el mercado.

Interfaz FAN, debe contener:

- Módulos de comunicación para tecnología RF-MESH para las bandas 915 a 928 Mhz a una potencia de 500mW (27 dBm) o de 2.4 a 2.483Ghz a una potencia de 1000mW (30 dBm).
- Puerto de conexión inalámbrica Hand Held o equipo móvil y uno de consola RJ45.

Requerimientos para Estándares y Protocolos

Los requerimientos mínimos que se deben cumplir son:

- Medidores inteligentes con soporte a protocolos de comunicación DLMS/COSEM (IEC 62056) y/o ANSI C12.18, C12.19, C12.20, C12.21, C12.22, según su aplicación.
- Soportar protocolos UDP y TCP.
- El protocolo IPv4 se empleará para tecnología celular mientras que el protocolo IPv6 para tecnología de Radio Frecuencia MESH.
- Protocolos punto a punto 6LoWPAN, IPv6 over Ethernet, IPv6 over PPP.
- Debe cumplir con el estándar 802.15.4e/g™.
- Protocolo de sincronización de tiempo como NTP.
- Debe contener DHCP v6.
- SNMP.

- Las conexiones deben realizarse bajo el protocolo SSH.

Requerimientos de Repetidores Señal RFMESH

En función de la arquitectura de la red FAN las empresas de Distribución deben considerar la intensidad de la señal de transmisión y recepción de datos empleando repetidores en caso de ser necesario, para ello se deben cumplir con las siguientes características:

- Los repetidores deberán extender el área de cobertura de una señal de radio frecuencia del tipo MESH, todo eso se realizará sobre el rango de frecuencia entre 915 a 928 MHz o de 2.400 a 2.4835 GHz.
- Establecer una topología inalámbrica que sea auto configurable.
- La tecnología de transmisión debe ser de espectro ensanchado (FHSS), bidireccional configurable.

Requerimientos Constructivos

- Temperatura de Operación: De -10°C a 60°C.
- Humedad hasta un 90% sin condensar.
- Grado de protección IP 65 o superior.
- Voltaje de servicio 110 Vac-240 Vac, 60Hz.
- Se deberá considerar la instalación/montaje del repetidor en diferentes tipos de infraestructura como, por ejemplo: poste de electricidad, mástil, pared o muro, luminarias públicas, entre otros.
- El repetidor deberá contar con indicadores luminosos de funcionamiento, para indicar el estado de comunicación, encendido, entre otros.
- El repetidor deberá tener una vida útil de 15 años.
- Respaldo de energía mayor a 3 horas.

Hand Held Unit (HHU)

Es importante que la unidad portátil cumpla con algunos requerimientos para una correcta operación, entre los principales están:

- Disponer de un sistema operativo cuya distribución sea Windows 10 o Android 9.0 para dispositivos móviles.
- Comunicación inalámbrica con concentradores de medidores inteligentes, la interfaz de comunicaciones puede ser tecnología Wifi, Bluetooth, RFmesh u otro.
- Comunicación Serial por interfaz USB.

- Interfaz de visualización para usuarios del tipo pantalla LED táctil a color.
- Protección de alta resistencia a golpes, calor y bajas temperaturas que cubra el estándar IP 65.
- Memoria SDRAM con una capacidad interna de 32 GB y disponga de un slot para memorias del tipo microSD.
- Se recomienda el uso de un teclado físico que debe ser iluminado, alfanumérico con teclas principales y grandes.
- Batería de Litio recargable con una capacidad de 4000 mAh.
- Cámara de video de al menos 5Mega Pixeles con auto enfoque y flash LED.
- Interoperabilidad de HHU con al menos tres tipos de medidores inteligentes.

Arquitectura de hardware y software para la Plataforma AMI y Centros de Gestión.

En la Figura 42, se presenta el diseño de la arquitectura referencial que deberá ser considerada para la implementación de una plataforma AMI, en los Centros de Datos Nacionales existentes y Centros de Gestión a ser implementados.

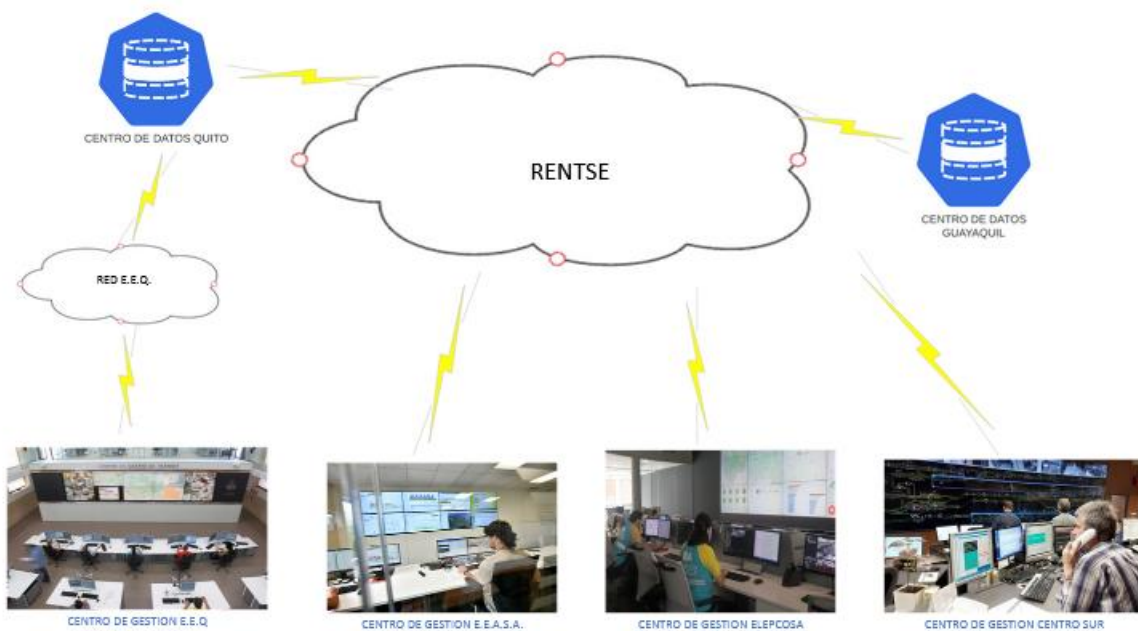


Figura 42: Arquitectura AMI propuesta para los Centros de Datos Nacionales y Centros de Gestión.

Entre los principales requerimientos y condiciones técnicas para la implementación de los Centros de Datos y Gestión son los siguientes:

- La plataforma computacional de hardware y software se ubicarán en los centros de Datos Nacionales de Quito y Guayaquil.
- Servidores IBM Power E880.
- Base de datos Oracle 11g o 12c.

- Arquitectura informática X86 IBM.
- Herramientas de virtualización VMWareESXi.
- Cableado Estructurado, equipos de respaldo y protección eléctrica, refrigeración y respaldo de la información.
- Integrar servicios de red y seguridad (Domain Name System -DNS, Simple Network Management Protocol-SNMP, Dynamic Host Configuration Protocol-DHCPv6, Autenticación, Autorización y Auditoría-AAA).
- Hardware y Software adicional debe ser de última tecnología y de compatibilidad con el Centro de Datos.

Requerimientos para los centros de Gestión, Monitoreo y Sistema de Visualización

Es de importante interés considerar los siguientes requerimientos técnicos para una correcta gestión, monitorización y visualización de la información recolectada:

- Los puntos de gestión se deben implementar en cada empresa de Distribución, para gestionar, monitorizar y visualizar la información de sus medidores eléctricos, la red de comunicaciones.
- Instalar y configurar estaciones de trabajo para cada empresa de Distribución.
- Las fuentes de alimentación eléctrica del equipamiento informático soportarán entre 120 a 220 VAC.

Requerimientos de Estaciones de Trabajo (Workstation)

Las estaciones de trabajo deben considerar los siguientes elementos:

- Un Procesador CPU (Intel Core i7 de última generación):
 - Velocidad de procesamiento de 4GHz o superior.
 - Memoria RAM 16 GB DDR4 o superior.
 - Disco duro de Estado Solido de 1 TB o superior.
 - Tarjeta Gráfica de 4GB DDR5 o superior.
 - Interfaz Wi-Fi 2x2 802.11ac.
 - Web Cam.
 - Puertos para la conexión de periféricos mínimo:
 - USB 2.0
 - USB 3.0
 - Tipo C1.

- VGA.
 - HDMI
 - RJ 45
 - Audio
 - Bluetooth 4.1
- Sistema Operativo compatible con software de gestión AMI.
- Un Monitor pantalla plana de tecnología LED:
 - Resolución de imagen de video FHD (1920 x 1080) o superior.
 - Pantalla de 27 pulgadas como mínimo.
 - Entradas de vídeo D-SUB (VGA) y HDMI 2.0 o superior.
 - Ángulo de visualización de 178 grados (horizontal y vertical).
 - Intensidad de brillo mínimo de imagen de 250 cd/m2.
 - Relación de contraste estático: 3000:1 o superior.
 - Respuesta de píxel de 8 ms o menos.
 - Tiempo de vida mínimo 60,000 Hrs.
 - Monitores sin marco especial para video Wall, trabajo continuo hasta 24 horas al día.
- Un teclado alfanumérico con teclas de acceso rápido.
- Control de cursor óptico y componentes de audio.

Requerimientos sistema de Visualización (SVW)

El SVW debe ser un sistema de proyección de múltiples pantallas. En este sentido, debe existir un 1 Panel de Visualización integrado por al menos 4 monitores, que formen despliegue continuo y homogéneo.

Se deben proporcionar módulos autosoportantes y cumplir con las siguientes características:

- Debe permitir que las pantallas y los soportes estén alineados contra la pared y entre sí.
- Capacidad de Carga: Mínimo para las pantallas ofertadas.
- Capacidad Montaje: pantallas de 55 pulgadas.
- Los módulos deben estar adecuadamente soportados y armados para asegurar que no exista vibración perceptible en las imágenes proyectadas causados por la vibración mecánica de toda la estructura.

El SVW podrá ser controlado desde la estación de trabajo, asimismo, se deben visualizar las mismas imágenes alfanuméricas y gráficas mostradas en las estaciones de trabajo, para lo cual

se deberá contar con un Servidor-Controlador independiente. El Servidor-Controlador debe tener las siguientes características:

- Debe permitir controlar un panel de Video Wall de 2X2.
- Controlar al menos 4 salidas de video HDMI/MiniHDMI/DVI para control de pantallas a resolución 1920x1080.
- Memoria RAM al menos de 16 GB DDR4 o superior.
- Disco duro de 1 TB o superior.
- Procesador mínimo de 4 núcleos de última generación.
- Debe tener mínimo siguientes puertos: 2 puertos de red, 2 USB 2.0, 1 USB 3.0.
- Debe soportar procesamiento en tiempo real, movimientos y cambio de tamaño dinámico de ventanas.
- Programación sencilla de secuencias de tareas y optimización de la interfaz de usuario.
- Se debe incluir con el Servidor-Controlador el Rack y un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS).

Requerimientos del software de Gestión de la plataforma AMI - Head End (HES)

Es de especial interés que el HES permita la gestión de los equipos de comunicación y medidores inteligentes, así como de los datos generados por los equipos sean estos de lecturas o alarmas. Entre las principales características que debe cumplir están:

- Conectividad con 250 000 puntos finales.
- Licenciamiento de operación superior a 2 años.
- Integración con servicios web como el sistema SAP-EDM.
- Interconectividad con al menos tres tecnologías distintas de medidores inteligentes.
- El HES deberá ser capaz de reconocer y procesar los estándares DLMS/COSEM (IEC 62056) y ANSI C12.19, C12.18, C12.20, C12.21, enviados por los medidores inteligentes.

Requerimientos y características de Ciberseguridad y Disponibilidad

La integridad de datos asociados al consumo y su registro proporcionado por los medidores eléctricos inteligentes debe convertirse en un importante punto de interés. En este sentido se describen los principales aspectos requeridos para su seguridad y disponibilidad:

- Gestión de roles de usuarios orientado principalmente en acciones de administración, operación y mantenimiento de los componentes del sistema.

- Supervisión y seguimiento a las cuentas de usuario, de esta manera se incluyen acciones de autorización, configuración, modificación, revisión, inhabilitación y eliminación de cuentas.
- Gestión de contraseñas, de esta manera se espera cumplir con niveles de complejidad.
- Registro de usuarios conectados al sistema, dónde se visualice la fecha y hora asociado a las acciones de modificación o configuración del sistema.
- Limitar el acceso de sesiones simultáneas para cualquier usuario.
- Identificar los ingresos exitosos, intentos sin autorización y el número de intentos fallidos a partir del último ingreso exitoso.
- Limitar el número de intentos fallidos por cualquier usuario, asimismo, bloquear la cuenta del usuario que ha excedido el número máximo de intentos fallidos.
- La arquitectura del sistema debe ser estructurada por módulos o niveles, de esta manera se prevé evitar desconexiones automáticas de una parte o totalidad de las funciones ante eventos específicos.
- El sistema de cabecera – HES debe tener la capacidad de identificar el número de conexiones y desconexiones de cuentas de usuarios evitando así desconexiones simultáneas y no programadas.
- Disponer de herramientas de recuperación de datos para controlar los planes de contingencia, continuidad ante fallos o eventos inesperados en un esquema activo-pasivo.
- Acciones de contingencia para identificar y manejar errores sin dejar expuesta información que pueda ser empleada por terceros.
- Emplear herramientas que permitan realizar auditorías periódicas de la seguridad de la plataforma AMI, de esta manera se validarán mecanismos de seguridad que estén operativos y funcionen correctamente.
- El sistema debe controlar de manera centralizada el contenido de registros generados por componentes individuales.
- La conectividad de los medidores y la red FAN debe ser establecida por conexiones seguras.
- El HES establecerá túneles para una comunicación segura a través de comandos en línea para conexiones unitarias o masivas.

Gestión de Eventos y Alarmas

Entre las principales acciones de seguridad orientadas a eventos y alarmas que deberá considerar son:

- Herramientas y mecanismos de detección de problemas que se presenten en medidores inteligentes.
- Error en parametrización del medidor como acciones:
 - o Cambio de medidor o desconexión.
 - o Demanda nula o consumo cero, demanda fuera de rango.
 - o Sincronización de tiempo.
 - o Ausencia de voltajes y corrientes en fases.
 - o Restablecimiento de energía.
 - o Accesos no autorizados a través de las interfaces.
 - o Errores en la memoria.
 - o Flujos o fases invertidas.
 - o Niveles de batería, (notificaciones batería baja).
 - o Movimientos del medidor.
 - o Fallas de comunicación.
 - o Eventos y registros de manipulación magnética o electromagnética.
 - o Monitorización de extracción de la cubierta del medidor.
 - o Supervisión de acciones o intentos de manipulación de medidores.
 - o Notificaciones de actualización de firmware.
- El HES emitirá notificaciones remotas a través de emails o mensajes de texto, informando a los usuarios eventos críticos.

Especificaciones técnicas Software de Gestión y MDM

Es importante que las empresas proveedoras del servicio eléctrico tengan a su disposición un software que gestione y controle a los medidores inteligentes, y que estas acciones sean en forma remota [62]. De esta manera se alcanzará una plataforma de gestión de datos masivo con gran escalabilidad. Entre las principales características del software de gestión están:

- El software debe ser multiplataforma, operar en sistemas operativos Microsoft – Linux.
- Tener una alta flexibilidad para políticas de comercialización.
- Modo de operación continua 24/7 los 365 días del año.

- Debe contar con acciones de corte y reconexión automática del suministro eléctrico a clientes, con registro de acciones para fines de auditoría.
- Disponer de herramientas gráficas para la visualización de perfiles de carga ya sea individual o por grupo de clientes. Los parámetros que se deben visualizar son: Voltaje, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia durante períodos diarios y mensuales dónde se aprecien los valores máximos y mínimos.
- Programar alarmas cuando los umbrales de voltaje o corriente sean superados por el cliente.
- Interactividad a través de un portal web dónde el usuario conozca el consumo ya sea diario o mensual.
- Verificación del estado de los medidores en función de los siguientes períodos de tiempo, Tabla 33:

Tabla 33: Período de tiempo y número de medidores en función

Período de tiempo en minutos	Número de Medidores
1	1
2	10
5	250
10	1000

- El software de gestión debe desplegar una interfaz para la composición con el sistema GIS de cada empresa proveedora del servicio eléctrico.
- La capacidad de almacenamiento debe ser suficiente para mantener datos de al menos 5 años.
- Los datos almacenados deben guardar una estructura parametrizable para su correcta búsqueda o consulta en base a: código, marca y modelo del medidor, nombre y número de cédula del cliente.

4.2. Energía Facturada

La energía facturada se realizará de manera mensual respetando los valores definidos en el pliego tarifario vigente y el consumo obtenido de lecturas directas. No obstante, se podrá realizar una estimación del consumo para excepciones antes mencionadas.

En la factura se debe apreciar exclusivamente el consumo respectivo más los recargos legales pertinentes, así como los valores adicionales establecidos por leyes o programas estatales del sector eléctrico.

En la modalidad pospago, las empresas distribuidoras deben entregar mensualmente la factura al consumidor empleando un medio físico o electrónico con al menos 10 días de anticipación

a la fecha máxima de pago. Una vez que el plazo se haya cumplido y los clientes no cancelen el servicio facturado la empresa distribuidora podrá suspender el servicio al consumidor. Por otra parte, en la modalidad prepago el consumidor recibirá su factura cada vez que realice la compra de este servicio. El valor de facturación estará sujeto al monto de energía o el valor adquirido en ese instante de la compra, donde se debe incluir los ajustes y rubros correspondientes de conformidad a la regulación de comercialización vigente.

En casos de facturación electrónica las empresas eléctricas solicitarán el consentimiento escrito por parte del consumidor para la emisión de la factura por medios electrónicos.

4.3. Análisis Económico

El análisis económico representa un importante punto de interés que se gestiona a nivel gerencial, de esta manera se toman valiosas decisiones que permitan generar ingresos una vez desarrollado el proyecto.

La evaluación económica de proyectos ha estado en constante evolución, en este sentido, la inversión inicial representa un valor elevado para el proyecto por lo tanto es vital determinar su factibilidad. Entre los principales indicadores están:

4.4. Valor Actual Neto – VAN.

Es un indicador económico que simboliza la diferencia del valor presente con los ingresos a futuro que se espera que genere el proyecto. Estos valores son depreciados por una tasa que simboliza el precio de oportunidad del capital, así como el desembolso inicial de la inversión. Su expresión matemática se visualiza en la ecuación (2):

$$VAN = -FF_0 + \frac{FF_1}{(1+k)} + \frac{FF_1}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1+k)^n} \quad (2)$$

En la ecuación (3), se aprecia el VAN en forma de sumatoria.

$$VAN = -FF_0 + \frac{\sum_{j=1}^n FF_j}{(1+k)^j} \quad (3)$$

De estas ecuaciones se define a FF_j como los flujos de efectivo que se presentan mensual o anualmente, FF_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión, n es la cifra de momentos transitorios en que se fracciona el período global considerando la persistencia del proyecto, y k es la tasa de descuento.

En la Tabla 34, se presentan las reglas de decisión que tiene el VAN dentro de un proyecto.

Tabla 34: Reglas de Decisión del VAN.

Regla	Decisión
$VAN > 0$	Aceptar el proyecto
$VAN = 0$	Se analiza si el proyecto tiene acciones
$VAN < 0$	Se rechaza el proyecto

En este sentido, si el VAN es positivo se aceptará el proyecto mientras que si es negativo se rechazará. Por otro lado, cuando el VAN es cero o cercano a este valor, se debe analizar las opciones del proyecto en caso en el que exista un valor agregado en alguna de las opciones frente a otras que no lo posean.

4.5. Tasa Interna de Retorno TIR.

Es el indicador que se define como una tasa de descuento de los ingresos futuros generados en el proyecto igualándolos con el desembolso inicial de la inversión. Es uno de los indicadores más empleados para analizar la factibilidad de un proyecto de inversión. En términos generales, la TIR se puede considerar como la máxima tasa de interés a la que se puede endeudar para financiar el proyecto.

En términos matemáticos equivale a la tasa de interés que satisface la ecuación que iguala el VAN a cero, es así como el valor del flujo presente se iguala con el gasto inicial de la inversión como se aprecia en la ecuación (4).

$$-FF_0 + \frac{FF_1}{(1 + TIR)} + \frac{FF_1}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1 + TIR)^n} \quad (4)$$

La ecuación anterior también se puede expresar como la sumatoria que se visualiza en la ecuación (5).

$$-FF_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1 + TIR)^j} \quad (5)$$

De manera matemática no se aprecia un significado económico, de esta manera la tasa interna de retorno TIR a diferencia del VAN se mide en términos relativos y no absolutos. Es así como se presenta un porcentaje que representa la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria que se invierte en el proyecto.

La TIR se compara de manera directa con la tasa de interés k , que representa el costo de oportunidad del capital con el objetivo de validar si un proyecto es realizable o no, para ello se tienen las siguientes reglas de decisión que se listan en la Tabla 35.

Tabla 35: Reglas de Decisión del TIR

Regla	Decisión
$TIR > k$	Aceptar el proyecto
$TIR = k$	Se analiza si el proyecto tiene acciones
$TIR < k$	Se rechaza el proyecto

Es importante estimar que, si la TIR es muy próxima a la tasa k , el VAN sería muy próximo a cero provocando así que el análisis se tenga que realizar nuevamente verificando nuevas opciones buscando un valor agregado que permita dar un plus que vuelva realizable el proyecto.

4.6. Análisis de Rentabilidad.

Para el presente proyecto se analiza la rentabilidad en función de los indicadores VAN y TIR. De esta manera se deberá calcular los valores de estos indicadores, para ella es importante determinar los Flujos de Efectivo FF_j , que el proyecto genere como rendimiento en un horizonte de tiempo de 15 años.

En este sentido, se prevé realizar un estudio económico del impacto de un sistema de medición inteligente sobre las empresas eléctricas de Distribución. Es así como se debe examinar el costo de inversión inicial FF_0 , y el impacto positivo que existirá sobre su potencial implementación, para ello se delimitaran los principales costos que se involucran en el proceso de implementación.

4.6.1. Costos en tomas de lecturas.

Es el monto que corresponde a la actividad de la lectura de los datos registrados por los medidores eléctricos en un área de cobertura, para ello se ha definido un valor de 0.12 dólares por cada cliente que recibe el servicio eléctrico [57].

De esta manera en la Tabla 36, se presenta el cálculo estimado de la toma de lecturas por las empresas con mayor participación de pérdidas enfocada a cada tipo de cliente regulado.

Tabla 36: Costo de Toma de Lecturas por Empresas Eléctricas de Distribución.

CLIENTES POR EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL, CLIENTES	COSTO POR LECTURA (USD)
E.E. Norte	228636,00	26512,00	2712,00	4744,00	262604,00	378149,76
CNEL ESMERALDAS	120297,00	8543,00	366,00	2411,00	131617,00	189528,48
TOTAL	348933,00	35055,00	3078,00	7155,00	394221,00	\$567.678,24

En este sentido el número total de clientes regulados por las empresas eléctricas en análisis es de 394 mil 221 usuarios que constituyen un gasto total por toma de lectura del servicio eléctrico de 567 mil 678 dólares con 24 centavos, que estima se recaude durante un año.

4.7. Costos por acciones de corte y reconexión - CACR.

Los gastos en acciones de corte y reconexión se han estimado en un valor de 7.7 dólares como costo promedio. Asimismo, es importante considerar una tasa por morosidad, en este sentido se estima una tasa del 14% [35].

De esta manera en la ecuación (6) se presenta el cálculo de estos costos.

$$CACR = NM * 12 * CPCR * TM \quad (6)$$

$$CACR = 394,221 * 12 * 7.7 * 0.14$$

$$CACR = \$5,099,642.86$$

Donde:

CACR = Costo por Acciones de Cortes y Reconexión.

NM = Número de Medidores.

CPCR = Coste Promedio Corte y Reconexión.

TM = Tasa de Morosidad.

4.8. Costo anual por pérdidas comerciales - CAPC.

Es importante considerar un porcentaje de medidores que pueden estar sujetos a la manipulación por personal ajeno a la empresa eléctrica de distribución en este sentido se estima un 8.8%. Asimismo, se tiene una tarifa de consumo promedio a nivel nacional de 9.2 centavos de dólar. De esta manera se puede calcular multiplicando este porcentaje por el número de medidores, como se aprecia en la ecuación (7) [63].

$$CAPC = NM * \% M * TC \quad (7)$$

$$CAPC = 394,221 * 0.08 * 0.092$$

$$CAPC = \$2,901.47$$

Dónde:

CAPC = Costo Anual por Pérdidas Comerciales

NM = Número de Medidores.

%M = Porcentaje de Manipulación.

TC = Tarifa de Consumo

El análisis planteado permite estimar el valor que desembolsan las empresas eléctricas por acciones de lectura de medidores, cortes y reconexión y las pérdidas comerciales suman un valor económico aproximado de \$490,947.06.

4.9. Beneficio de la inversión en Medición Inteligente

La inversión de la presente propuesta está sujeta al costo de medidores inteligentes los mismos que varían en función del fabricante por ello se han considerado los valores promedio de 3 medidores inteligentes como se detalla en la Tabla 37 [64], [35].

Tabla 37: Costo de Medidores Inteligentes por Unidad.

Medidores Inteligentes	Valor por unidad
Medidor Inteligente YG 00016 Monofásico	\$300
Medidor Inteligente YG DTS198 Trifásico	\$400
Medidores Bidireccionales SENTINEL	\$400

De los costos presentados en la Tabla 37, se ha estimado un porcentaje adicional del 20% como margen para gastos en importación y traslado de los equipos. Por otra parte, el Medidor DTS198 puede emplearse para aplicaciones comerciales e industriales.

La inversión inicial se puede determinar al ponderar los montos totales de la inversión a través del número de medidores a ser adquiridos por las empresas distribuidoras.

En la presente propuesta se analiza la viabilidad en la que se plantea una inversión total de la sustitución de los medidores de los clientes regulados por las empresas distribuidoras por medidores inteligentes. Esto se realiza en un horizonte de tiempo de 15 años en el que se consideran que se mantendrán constantes los costos en tomas de lecturas anuales por medidor

CTLM, costos por acciones de corte y reconexión CACR, costo anual por pérdidas comerciales CAPC, esto se aprecia en la Tabla 38.

Tabla 38: Ahorros Económicos por acciones de medición de las Empresas Eléctricas de Distribución.

CLIENTES POR EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL, CLIENTES	CTLM	CACR	CAPC	MONTO TOTAL RECAUDADO
E.E. Norte	228636,00	26512,00	2712,00	4744,00	262604,00	378149,76	2647048,32	23193,19	3798388,29
CNEL ESMERALDAS	120297,00	8543,00	366,00	2411,00	131617,00	189528,48	1326699,36	11624,41	1903750,41
TOTAL	348933,00	35055,00	3078,00	7155,00	394221,00	\$ 567.678,24	\$3.973.747,68	\$34817,60	\$5702138,69

Es importante tener en consideración las pérdidas de energía que se presentan en los sistemas de distribución. Es así como en la Tabla 30, se presentan las pérdidas de energía de cada empresa distribuidora. Se ha estimado un costo promedio de 9.2 centavos por kWh como cargo tarifario energético que implica un gasto de \$ \$23.594.320,00.

Asimismo, se prevé un valor promedio de 11 centavos por kWh perdido anualmente consolidando un valor de \$28.210.600,00 por acciones de refacturación. De esta manera se calcula un flujo efectivo de \$51.804.920,00 que se presenta en el primer año por pérdidas y refacturación.

El valor que corresponde al ahorro por toma de lecturas es \$567,678.24 que presenta en la Tabla 38, al igual que el monto obtenido por los beneficios en ahorro de cortes y reconexiones.

Adicionalmente, se estima el costo de la energía fuera de servicio que corresponde a la energía que no se suministra a los clientes debido a cortes por falta de pago. Dicha energía se considera perdida desde el instante en que el cliente realiza el pago hasta el momento de la reconexión. Este efecto se minimizará con la implementación de medidores inteligentes beneficiando así a las empresas de distribución.

De esta manera, se ha estimado el valor del consumo diario de energía del total de clientes de las empresas de distribución. Calculando así un valor de \$524.88

Por otra parte, se estima el costo de oportunidad para el cliente, que se define como el valor que ahorra el cliente por no acercarse a las oficinas de las Empresas de distribución evitando así acciones de reclamos por fallos en el suministro eléctrico. El cálculo se ha realizado en función del salario básico unificado que se tiene al momento de plantear esta investigación que es \$425 dólares, no obstante, se considera una tasa del 8% de reclamos que se realizan para las empresas eléctricas. Sin embargo, este valor puede variar en función del área de concesión de cada empresa de distribución ya que para el estudio no se han considerado gastos asociados al

transporte. Es así como para la presente propuesta se ha estimado un valor de \$83.771,96, que representa el costo de oportunidad del cliente.

Para determinar el valor de la inversión inicial, se realiza la multiplicación del valor de los medidores elegidos para la presente propuesta. Es así como en la Tabla 39, se presentan los valores de inversión para las diferentes empresas de distribución sumando un valor de \$143,919,720.00. En primera instancia se considera el valor de la inversión asociada al costo de los medidores inteligentes, además, dependerá de cada empresa de distribución considerar el monto necesario para equipos de comunicación que debe ser analizado por separado en función de su área de concesión.

Tabla 39: Valores de inversión por número de clientes a ser intervenido.

	CLIENTES			VALORES DE INVERSIÓN ESTIMADA			TOTAL
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	
E.E. Norte	228636,00	26512,00	2712,00	82308960,00	12725760,00	1301760,00	96336480,00
CNEL ESMERALDAS	120297,00	8543,00	366,00	43306920,00	4100640,00	175680,00	47583240,00
TOTAL				125615880,00	16826400,00	1477440,00	143919720,00

Una vez definido el monto de la inversión, se procede a calcular los indicadores económicos como son el VAN y el TIR que permitirán determinar la factibilidad del proyecto. En este sentido, conociendo que la vida útil de los medidores inteligentes bordea los 25 años se realiza una proyección económica de 15 años, con una tasa de interés del 12% que es empleada para proyectos eléctricos dentro de las Empresas de Distribución, este cálculo se aprecia en la Tabla 40.

Asimismo, se estima que el valor de reposición por equipos de comunicación de manera general es \$20,351.00 por empresa de distribución, no obstante, este valor puede variar en función de la tecnología y los dispositivos que se emplean por cada empresa de distribución este valor se debe desembolsar cada 8 años tiempo de vida útil de este equipamiento. Como se trata de dos empresas el valor sería de \$40,702.00. Adicionalmente, se estima que el costo en equipo de oficina y comunicaciones bordee los \$75,000 dólares.

Tabla 40: Calculo del flujo efectivo

INGRESOS							EGRESOS			
Año de Operación	Beneficio por cambio de medidores y refacturación	Ahorro en la toma de lecturas	Ahorro en procesos de corte y reconexión	Beneficios por reducción del tiempo de la energía fuera del servicio	Costo de oportunidad para el cliente	Total de ingresos	Inversión Inicial	Reposición de Equipos de Comunicación	Total, de egresos	Flujo neto de efectivo
2022						0	161265086,4		161265086,4	161265086,4
2023	51804920	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	56430642,76			0	56430642,76
2024	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2025	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2026	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2027	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2028	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2029	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76		40702	40702	19500060,76
2030	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2031	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2032	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2033	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2034	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2035	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2036	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76
2037	14915040	567678,24	3973747,68	524,88	83771,96	19540762,76			0	19540762,76

Tabla 41: Cálculo de Indicadores Económicos.

PERIODO	INGRESO	EGRESO	FLUJO EFECTIVO	SALDO	
0	0	161265086	-161265086,40	-161265086,40	
1	56430642,76	0	56430642,76	-104834443,64	
2	19540762,76	0	19540762,76	-85293680,88	
3	19540762,76	0	19540762,76	-65752918,11	
4	19540762,76	0	19540762,76	-46212155,35	
5	19540762,76	0	19540762,76	-26671392,59	
6	19540762,76	0	19540762,76	-7130629,83	
7	19540762,76	40702	19500060,76	12369430,94	
8	19540762,76	0	19540762,76	31910193,70	
9	19540762,76	0	19540762,76	51450956,46	
10	19540762,76	0	19540762,76	70991719,23	VAN
11	19540762,76	0	19540762,76	90532481,99	\$ 4743382,14
12	19540762,76	0	19540762,76	110073244,75	
13	19540762,76	0	19540762,76	129614007,51	TIR
14	19540762,76	0	19540762,76	149154770,28	12,66%
15	19540762,76	0	19540762,76	168695533,04	

En la propuesta se tiene una considerable inversión en los medidores inteligentes que debe analizarse a través de estados financieros, de esta manera si el VAN es mayor que cero la inversión generará ganancias que produzcan ganancias para que el proyecto sea aceptable. Si el VAN es negativo el proyecto tendrá pérdidas y por esa razón se deberá rechazar. Asimismo, la tasa interna de retorno es superior al 12% por lo que el proyecto es viable.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones.

La ejecución del sistema de Medición inteligente es técnica y económicamente Viable para las empresas ecuatorianas de distribución eléctrica, analizando las ventajas que presenta la tecnología digital de los smart meter, asociado a la toma de lecturas del consumo energético de los clientes de manera más exacta y en tiempo real.

En la última década la transformación de los sistemas tradicionales o convencionales por innovadores sistemas digitales se ha expandido a diferentes áreas, a tal punto de transformar las redes eléctricas en sistemas inteligentes donde el núcleo principal son los medidores eléctricos inteligentes. Donde se requiere un flujo bidireccional de información entre las empresas eléctricas de distribución y sus clientes finales.

El equipamiento tecnológico de la red de comunicaciones del Sistema de Medición inteligente debe ser seguro, fiable, de baja latencia, de rápida escalabilidad y alto rendimiento. Permitiendo, además, la interoperabilidad de dispositivos de almacenamiento de la información.

En la presente propuesta se realizó el estudio, propuesta y evaluación de factibilidad para el desarrollo de un sistema de medición inteligente para las empresas eléctricas de distribución en el que se concluye que las acciones de lectura, corte y reconexión se podrán realizar de manera remota minimizando así los gastos operativos que implican estas actividades. Asimismo, las pérdidas no técnicas se reducirán provocando así un importante ahorro asociado al valor de las pérdidas económicas de las empresas distribuidoras.

La presente investigación ha permitido desplegar las principales características y beneficios que se alcanzan con la ejecución de un sistema de medición inteligente que proyectado se convertirá en una Smart Grid. Describiendo así las diversas tecnologías de comunicación que permiten la transmisión segura de datos entre las empresas distribuidoras del servicio eléctrico y sus diferentes usuarios.

Con el desarrollo de la presente propuesta se prevé que las empresas distribuidoras del servicio eléctrico obtengan importantes beneficios orientadas en el área de control de pérdidas técnicas, gracias al uso de medidores inteligentes que enviarán constantemente la información sobre valores de lecturas de consumo eléctrico por los clientes, asimismo, entre sus principales funcionalidades están la emisión de alarmas ante eventos o mediciones atípicas e indicar el estado de la red. Además, se tendrá control sobre pérdidas no técnicas provocadas por la manipulación de los medidores por personal ajeno a las empresas distribuidoras.

El despliegue del sistema de medición inteligente permitirá reducir el 38.32% de las pérdidas del sistema, aportando así un ahorro económico de \$23.594.320,00 al año con respecto a EMELNORTE y CNEL Esmeraldas.

La inversión asociada al sistema de medición debe analizarse ya que, en muchos casos y experiencias citadas, el reutilizar equipos resulta mucho más costoso que invertir en innovadores medidores. Asimismo, se estima que el rendimiento en el área de comercialización se incrementará debido a lecturas más confiables evitando así problemas de lecturas no tomadas o mal interpretadas que ocurren por la dificultad de acceso y desplazamiento del personal de lectura.

El despliegue de un sistema de medición inteligente permitirá que el área de diseño de redes eléctricas de distribución alcance una optimización en actividades de planificación y toma de decisiones para acciones de expansión de la demanda ya que contarán con información detallada del consumo real de los clientes.

Los beneficios alcanzados por el desarrollo de un sistema de medición inteligente se los realizó empleando una tabla de flujos donde se aprecia que los flujos de los egresos en comparación con los flujos de ingresos minimizarían de forma importante los gastos operativos de las empresas de distribución llegando a obtener el retorno de la inversión para el final del período tres.

Recomendaciones.

Evitar la instalación de medidores tradicionales en diversos clientes de las empresas eléctricas de distribución.

Revisar las áreas o zonas geográficas de difícil acceso y promover el uso de tecnología móvil celular para establecer la comunicación entre el centro de datos de las empresas distribuidoras y sus clientes.

Se recomienda complementar la presente investigación con una estimación financiera de los beneficios de los smart meter enfocado a la reducción en gastos de operación y mantenimiento en la prestación del servicio público de electricidad, minimización de la contaminación ambiental y el impacto en la reducción de la tarifa del SPEE.

Se recomienda que la arquitectura de medición inteligente tenga el mismo esquema de comunicaciones, adicionalmente se deben implementar medidas de ciberseguridad que incrementen el nivel de seguridad de la información que se transmite.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] Z. Al-Waisi y M. O. Agyeman, «On the challenges and opportunities of smart meters in smart homes and smart grids», *ACM International Conference Proceeding Series*, 2018, doi: 10.1145/3284557.3284561.
- [2] E. Ezeodili and K. Adebo, “Design and construction of a smart electric metering system for smart grid applications: Nigeria as a case study,” *Int J Sci Eng Res*, vol. 9, no. 7, pp. 798–805, 2018, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/326679244_Design_and_construction_of_a_smart_electric_metering_system_for_smart_grid_applications_Nigeria_as_a_case_study.
- [3] N. S. Zivic, O. Ur-Rehman, y C. Ruland, «Evolution of smart metering systems», *2015 23rd Telecommunications Forum, TELFOR 2015*, pp. 635-638, 2016, doi: 10.1109/TELFOR.2015.7377547.
- [4] Effah Emmanuel y K. B. Owusu, «Evolution and Efficiencies of Energy Metering Technologies in Ghana», *Global journal of research in engineering: for electrical and electronics engineering*, vol. 14, n.º 4-5, pp. 1-9, 2014.
- [5] F. Shirani, C. Groves, K. Henwood, N. Pidgeon, y E. Roberts, «‘I’m the smart meter’: Perceptions of smart technology amongst vulnerable consumers.», *Energy Policy*, vol. 144, n.º September 2019, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111637.
- [6] J. Inga, E. Inga, C. Gómez, y R. Hincapié, «Evaluación de la Infraestructura de Medición y la Respuesta de la Demanda», *Revista Técnica «Energía»*, vol. 12, n.º 1, pp. 262-269, 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.51.
- [7] J. Lukić, M. Radenković, M. Despotović-Zrakić, A. Labus, y Z. Bogdanović, «Supply chain intelligence for electricity markets: A smart grid perspective», *Information Systems Frontiers*, vol. 19, n.º 1, pp. 91-107, 2017, doi: 10.1007/s10796-015-9592-z.
- [8] S. M. Téllez Gutiérrez, J. Rosero García, and R. Céspedes Gandarillas, “Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades,” *Ingeniería y Desarrollo*, vol. 36, no. 2, pp. 469–488, 2018, [Online]. Available: <http://www.scielo.org.co/pdf/inde/v36n2/2145-9371-inde-36-02-469.pdf>
- [9] J. Carazo Alcalde «¿Qué son las smart city o ciudades inteligentes? », *Economipedia*. <https://economipedia.com/definiciones/ciudad-inteligente-smart-city.html> (accedido 20 de febrero de 2022).
- [10] Y. Kabalci, «A survey on smart metering and smart grid communication», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 302-318, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.114.
- [11] K. E. H. Jenkins y D. Hopkins, Eds., *Transitions in Energy Efficiency and Demand: The Emergence, Diffusion, and Impact of Low-Carbon Innovation*, 1.^a ed. Routledge, 2018. doi: 10.4324/9781351127264.
- [12] G. V. Pérez Cáceres, «Factibilidad Técnica de Implementación de Smart Metering en el Área Urbana Residencial con Tecnologías de Comunicación Inalámbrica 4G», Universidad Politécnica Salesiana, Sede Quito, 2015. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/8019/6/UPS%20-%20KT00996.pdf>
- [13] D. de Trabajo, “LINEAMIENTOS ESTRATÉGICOS VIRTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN ACCIONES PARA LA MASIFICACIÓN DE LA MEDIDA EN AMI,” 2018. [Online]. Available: www.colombiainteligente.org
- [14] US Department of Energy, «Assessment of Demand Response and Advanced Metering», *Federal Energy Regulatory Commission*, p. 17, 2008.
- [15] S. V. Oprea, A. Bâra, B. G. Tudorica, and G. D. (Ene), “Sustainable development with smart meter data analytics using NoSQL and self-organizing maps,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, no. 8, Apr. 2020, doi: 10.3390/SU12083442.

- [16] J. M. Alvarado Brito, “Servicios de medición avanzada (AMI) para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la legislación ecuatoriana,” p. 159, 2011, [Online]. Available: [http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Servicios+de+Medición+Avanzada+\(AMI\)+para+Redes+Inteligentes+y+su+Adaptabilidad+en+el+Marco+de+la+Legislación+Ecuatoriana#0%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Serv](http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Servicios+de+Medición+Avanzada+(AMI)+para+Redes+Inteligentes+y+su+Adaptabilidad+en+el+Marco+de+la+Legislación+Ecuatoriana#0%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Serv)
- [17] C. Para, C. Una, A. P. Valera, y C. V. Salgado, «Diseño de estrategias de optimización convencional en una smart grid: aplicación a la REE», 2017.
- [18] «Propuesta de diseño de un modelo smart grid para las empresas eléctricas de distribución ecuatorianas (EEQ S.A.) », Universidad Politécnica Salesiana sede - Quito Facultad de Ingenierías Carrera de Ingeniería Eléctrica, Quito, 2012.
- [19] J. David *et al.*, «Implementación de un sistema básico de medición eléctrica remota usando comunicación inalámbrica entre medidor y concentrador de datos», pp. 1-58.
- [20] E. M. Inga Ortega, «Redes de Comunicación en Smart Grid», *Ingenius*, n.º 7, pp. 36-55, 2012, doi: 10.17163/ings.n7.2012.05.
- [21] J. Zhou, R. Qingyang Hu, y Y. Qian, «Scalable Distributed Communication Architectures to Support Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid», *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 23, n.º 9, pp. 1632-1642, sep. 2012, doi: 10.1109/TPDS.2012.53.
- [22] F. J. Leiva Rojo, «Análisis regulatorio, técnico y económico de los sistemas de medida inteligente», Trabajo de Fin de Máster, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2013. [Online]. Available: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70426/fichero/Javier+Leiva.+An%C3%A1lisis+regulatorio%2C+t%C3%A9cnico+y+econ%C3%B3mico+sist.+medida+inteligente.pdf>
- [23] E. Saravia Valle, M. E. Ruiz Rivera, M. E. Ruiz Rivera, R. Calmet Agnelli, y R. Calmet Agnelli, «Diseño de un sistema móvil para la lectura de medidores mediante tecnología Bluetooth», *idata*, vol. 16, n.º 1, p. 134, mar. 2014, doi: 10.15381/idata.v16i1.6428.
- [24] F. Dahunsi, S. Olayanju, A. Ponnle, y O. Sarumi, «Communication Network Simulation for Smart Metering Applications: A Review», *Journal of Innovative Science and Engineering (JISE)*, mar. 2021, doi: 10.38088/jise.835725.
- [25] A. R. Q. Tufiño y E. J. C. Zapata, «Arquitectura y gestión de datos de medición inteligente de energía eléctrica aplicado en Smart Grid», p. 123, 2015.
- [26] S. Lee, J. Kim, H. Yoo, y T. Shon, «Case Studies for Analyzing DLMS/COSEM-Based Smart Meter Vulnerabilities in Korea», p. 8.
- [27] S. Limphapayom, D. H. Le, y W. Pora, «A simulation of a communication between a smart meter and a data concentrator unit conformed to DLMS/COSEM upon an HDLC profile», en *2014 International Conference on Electronics, Information and Communications (ICEIC)*, Kota Kinabalu, Sabah, Malaysia, ene. 2014, pp. 1-2. doi: 10.1109/ELINFOCOM.2014.6914454.
- [28] A. Kheaksong y W. Lee, «Packet transfer of DLMS/COSEM standards for smart grid», en *The 20th Asia-Pacific Conference on Communication (APCC2014)*, Pattaya, Thailand, oct. 2014, pp. 391-396. doi: 10.1109/APCC.2014.7092843.
- [29] J. Barzola y L. Rubini, «The telegestore system evolved according OSI model and its performance compared with the new IEEE 1901.2 standard», en *2014 IEEE Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIV)*, Panama, Panama, nov. 2014, pp. 1-4. doi: 10.1109/CONCAPAN.2014.7000448.
- [30] H. Cha, K.-H. Kim, y S. Yoo, «LBP: a secure and efficient network bootstrapping protocol for 6LoWPAN», en *Proceedings of the 5th International Confernece on*

- Ubiquitous Information Management and Communication - ICUIMC '11*, Seoul, Korea, 2011, p. 1. doi: 10.1145/1968613.1968679.
- [31] S. Z. M. Espín, «Diseño y construcción de un prototipo de lectura automática de parámetros eléctricos (AMR Automatic meter reading) para medidores de energía eléctrica de tipo industrial a través de GPRS», p. 128.
- [32] A. F. Snyder y M. T. G. Stuber, «The ANSI C12 protocol suite - updated and now with network capabilities», en *2007 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, Clemson, SC, USA, mar. 2007, pp. 117-122. doi: 10.1109/PSAMP.2007.4740906.
- [33] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL-074/17 Regulación Nro. ARCONEL 005/17 El directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad», p. 41, dic. 2017.
- [34] H. G. S. Filho, J. P. Filho, y A. J. G. Pinto, «New methodology for smart grids in Brazil», en *2015 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, Santiago, oct. 2015, pp. 573-578. doi: 10.1109/Chilecon.2015.7400435.
- [35] A. D. Aldas Collaguazo, «Interoperabilidad entre Medidores Inteligentes de energía eléctrica Residencial para el DMQ bajo las normas ANSI», Universidad Politécnica Salesiana sede Quito, Quito, 2015.
- [36] ARCERNN. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Estadística Anual 2021», mar. 2022.
- [37] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Especificaciones Técnicas SCADA/OMS-MWM/DMS», Técnico 02, jul. 2012.
- [38] ARCERNNR Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020», p. 138, jun. 2021.
- [39] M. V. C. Gutiérrez, «Estudio para la implementación del sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.», p. 270.
- [40] M. G. Ruiz Maldonado y E. Inga, «Asignación óptima de recursos de comunicaciones para sistemas de gestión de energía», *Enfoque UTE*, vol. 10, n.º 1, pp. 141-152, mar. 2019, doi: 10.29019/enfoqueute.v10n1.447.
- [41] M. G. R. Maldonado, «Diseño de un sistema híbrido inalámbrico-fibra para transmisión de datos de medidores inteligentes de energía en redes Smart Grid.», p. 185, may 2016.
- [42] P. G. Donato *et al.*, «Overview of the status of smart metering systems in Argentina and future perspectives», en *2018 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, San Miguel de Tucumán, Argentina, jun. 2018, pp. 1-7. doi: 10.1109/ARGENCON.2018.8646080.
- [43] P. Ramila y H. Rudnick, «Metering in Santiago de Chile», n.º 1, p. 3, 2010.
- [44] H. Verdejo y C. Becker, «The Erratic Implementation of Measuring, Monitoring and Control System (MMCS) in Chile: The crisis on smart meters», *Energy Reports*, vol. 6, pp. 2140-2145, nov. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.08.005.
- [45] Enel, «Enel Begins installation of smart meters in São Paulo», Enel SpA, Press Release 00811720580-R.E.A. 756032.
- [46] F. Santos, L. Silveira, D. Fernandes, L. Dib, F. Campos, y M. Ribeiro, «Integration of a Smart Meter with the Brazilian Broadband PLC System», 2015. doi: 10.14209/sbrt.2015.39.
- [47] World Bank, «Applications of Advanced Metering Infrastructure in Electricity Distribution», U.S. Department of Energy, Draft Report 69430.
- [48] N. Uribe-Pérez y L. Hernández, «State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids», p. 24, 2016.

- [49] D. Ramírez, «Evaluation of communication technologies and routing mechanisms for future AMI applications in the Colombian Electricity sector», 2013, doi: 10.13140/RG.2.1.4090.6404.
- [50] H. A. B. Mora, J. C. N. Beltrán, y L. F. R. Cortés, «Propuesta de diseño de infraestructura de medición avanzada (ami) para un sector industrial en Bogotá», p. 15.
- [51] E. Sacoto-Cabrera, J. Rodríguez-Bustamante, P. Gallegos-Segovia, G. Arevalo-Quishpi, y G. Leon-Paredes, «Internet of Things: Informatic system for metering with communications MQTT over GPRS for smart meters», en *2017 Chilean Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, Pucon, oct. 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/CHILECON.2017.8229598.
- [52] I. C. Diego Rolando y R. T. Sebastián Marcelo, «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.», Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2012.
- [53] U.S. Department of Energy, «Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: Results From The Smart Grid Investment Grant Program», U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Summary 1, sep. 2016.
- [54] M. Kuzlu y M. Pipattanasomporn, «Assessment of communication technologies and network requirements for different smart grid applications», en *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, DC, feb. 2013, pp. 1-6. doi: 10.1109/ISGT.2013.6497873.
- [55] F. Ulloa-Vásquez, D. Carrizo, y L. García-Santander, «Alternativas de comunicación para redes de sensores AMI en Internet de las cosas para escenario energético en ciudades inteligentes», *Ingeniare. Rev. chil. ing.*, vol. 29, n.º 1, pp. 158-167, mar. 2021, doi: 10.4067/S0718-33052021000100158.
- [56] El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL-006/2020 Regulación Nro. ARCONEL 001/2020», *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, p. 58, jun. 2020.
- [57] A. G. Plúas, «Beneficios de la Implementación del sistema Smart Meter AMI en CNEL - Unidad de Negocio Milagro», p. 9, 2018.
- [58] Molina Sánchez H. «Análisis de estados financieros para la toma de decisiones Casa del Libro», *casadellibro*, 21 de octubre de 2015. <https://www.casadellibro.com/libro-analisis-de-estados-financieros-para-la-toma-de-decisiones/9788415581673/2648502> (accedido 21 de febrero de 2022).
- [59] ARCERNNR, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables «Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de energía eléctrica y de alumbrado público general Resolución Nro. ARCERNNR-033/2021», p. 71, 2022.
- [60] V. E. Benalcazar Vayas y G. P. Morales Ordóñez, «Evaluación de los sistemas de análisis técnico de las empresas eléctricas distribuidoras del Ecuador», Tesis previa a la obtención del título de: Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana Sede - Quito Facultad de Ingenierías Carrera de Ingeniería Eléctrica, Quito, 2011. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/1882>
- [61] M. E. Bentum, A. R. Adam, y B. Amoateng, «Energy Meter Reading and Disconnection System», p. 80.
- [62] P. Vadda y S. M. Seelam, «Smart Metering for Smart Electricity Consumption», p. 71.
- [63] ARCERNNR, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables «Actualización del Análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica aprobado con resolución Nro. ARCERNNR033/2020», vol. 02, p. 47, may 2021.

[64] «[Hot Item] Three Phase Sts Smart Prepayment Energy Meter», *Made-in-China.com*.
<https://zcmeters.en.made-in-china.com/product/KdImgEaUIJcP/China-Three-Phase-Sts-Smart-Prepayment-Energy-Meter.html> (accedido 2 de marzo de 2022).