



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

Título:

**Análisis para la factibilidad de la puesta en servicio de
Sistemas de Medición Avanzada para Clientes ubicados en
la Comunidad de Patután de la Empresa Eléctrica
Provincial Cotopaxi S.A.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:

Ing. Aimacaña Quishpe Sixto Fidel

Tutor:

Ing. Franklin Gonzalo Medina Salazar MSc.

LATACUNGA – ECUADOR.

2022

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**Análisis para la factibilidad de la puesta en servicio de Sistemas de Medición Avanzada para clientes ubicados en la comunidad de Patután de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.**” presentado por **AIMACAÑA QUISHPE SIXTO FIDEL**, para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, enero, 2022.



Ing. Franklin Gonzalo Medina Salazar MSc.

C.C. 050125961 – 8

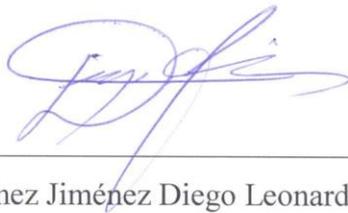
AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: **Análisis para la factibilidad de la puesta en servicio de sistemas de medición avanzada para clientes ubicados en la Comunidad de Patután de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.** , ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

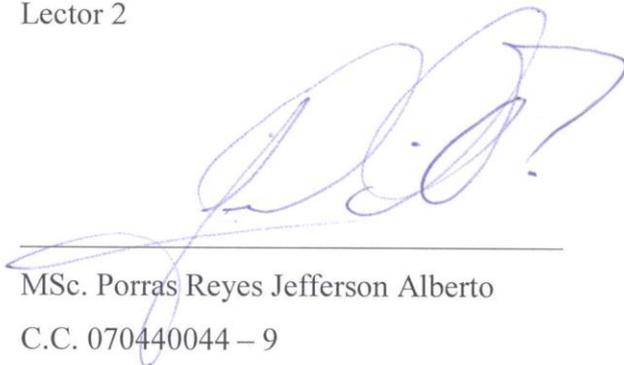
Latacunga, enero 2022.



MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso
C.C. 050265642 – 4
Presidente del tribunal



MSc. Jiménez Jiménez Diego Leonardo
C.C. 050349370-2
Lector 2



MSc. Porras Reyes Jefferson Alberto
C.C. 070440044 – 9
Lector 3

DEDICATORIA

Por ser Grande entre los grandes este objetivo cumplido lo dedico a Dios y a la Virgen.

A mis amados padres Virgilio Aimacaña y Rosa Quishpe, quienes siempre han sido, son y serán un ejemplo de lucha, esfuerzo y amor eterno, los quiero mucho y con ello a mis hermanos, hermanas, sobrinos, los tengo presente siempre en mi mente y en mi corazón, deseando días mejores para Uds.

También dedico este trabajo a un ser de Luz que está en el cielo, mi querida y recordada por siempre Abuelita “Mamalito”, quien está presente en mi mente y en mi corazón día a día guiando cada uno de mis pasos a ser una persona de bien.

A mi hija Bianca Raquel, quien llego a mi vida a llenarme más de vida y seguir viviendo para verla crecer, siendo simplemente feliz; y que durante sus primeros pasos por la vida estudiantil, vea en mí, en esté trabajo, un ejemplo de perseverancia, dedicación y superación personal y llegue a ser lo que ella desee ser, siempre pensando en ayudar sin esperar nada a cambio; humilde pero de corazón grande con las personas, buscando siempre “un millón de amigos, para que así más fuerte pueda cantar”. Mi Niña Raquel este trabajo es tuyo y te lo dedico de todo corazón porque eres lo mejor que nunca quería que me pase y recuerda “Tu eres Yo y Yo soy Tú, Yo existo porque Tu existes”.

Sixto

AGRADECIMIENTO

Agradezco infinitamente a Dios y a la Virgen por la vida, la salud que me han permitido vivir día a día como si fueran el último día de mi vida siendo, haciendo y consiguiendo felicidad para la gente que amo y quiero, pero sobre todo agradezco por brindarme sabiduría, entendimiento, paciencia y fortaleza; virtudes que me han permitido culminar con pie firme mis estudios de cuarto nivel.

De la misma manera mi gratitud va dirigida a los entes principales del motor de mi vida, mis amados padres, hermanos y hermanas, por las palabras de aliento a seguir creciendo profesionalmente; pero sobre todo agradezco aquella mujer quien llego a mi vida a brindarme su amor, cariño, paciencia y comprensión frente al tiempo dedicado a mis estudios superiores, gracias de todo corazón mi bella Lulú.

Sixto Fidel

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, enero 2022.



Ing. Sixto Fidel Aimacaña Quishpe
C.C. 050342520-9

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, enero 2022.



Ing. Sixto Fidel Aimacaña Quishpe
C.C. 050342520-9

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **Análisis para la factibilidad de la puesta en servicio de sistemas de medición avanzada para clientes ubicados en la Comunidad de Patután de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A** contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, enero 2022.



Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso MSc.
C.C. 050265642 – 4

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

Título: ANÁLISIS PARA LA FACTIBILIDAD DE LA PUESTA EN SERVICIO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA PARA CLIENTES UBICADOS EN LA COMUNIDAD DE PATUTÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

Autor: Ing. Aimacaña Quishpe Sixto Fidel

Tutor: Ing. Medina Salazar Franklin Gonzalo MSc.

RESUMEN

El proyecto de investigación busca obtener el análisis de factibilidad para la puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, dicho sistema permitirá realizar: lecturas, cortes, y reconexiones de manera remota disminuyendo los gastos operativos que estas tareas conllevan, por lo que se analiza y cuantifica todos los recursos necesarios para realizar su implementación, mediante un análisis paramétrico de las variables operativas, condiciones de las redes, contadores existentes las cuales se han validado a través del levantamiento de información en campo y datos proporcionados por la empresa distribuidora; teniendo como resultado un total de 680 clientes de los cuales un 3,68% disponen de medidores 1 Fase-2 Hilos y el 96,32% de 2Fases-3Hilos. Además, se determina el tipo de topología de comunicación a implementar en el área de concesión, la cual abarca radios de cobertura de 350 a 450m por su condición geográfica; de la misma manera se identifica los puntos de ubicación de los equipos como concentradores de datos y repetidores de señal que permiten la comunicación sin pérdidas de la información de los contadores de energía, que para el caso se propone el medidor de energía activa y demanda con RF. Para que el proceso de comunicación entre los dispositivos sea más exacto y confiable se utilizó el software libre Radio Mobile en el cual se puede crear puntos de enlace de los medidores más alejados del área de concesión pudiendo de esta manera demostrar que la topología de comunicación propuesta, en este caso una red en Malla y comunicación vía Radio Frecuencia es recomendable. Por último, se realiza un análisis económico y financiero sobre la viabilidad del proyecto en base a las variables y beneficios que asumiría la instalación de una tecnología de medición avanzada, por el cual se determina la factibilidad de la misma, con un TIR mayor a la tasa de interés, en este caso al 31% y un VAN mayor a cero es decir USD 223.355,14; cumpliendo, así con el objetivo principal de la presente tesis.

PALABRAS CLAVE: Sistemas AMI; Contadores de Energía; Redes de Distribución; Red Mallada; Radio Frecuencia; Topologías de Comunicación; Radio Mobile.

**COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY
POSTGRADUATES MANAGEMENT
MASTER IN ELECTRICITY
MENTION ELECTRICAL POWER SYSTEMS**

Topic: “ANALYSIS FOR THE ADVANCED MEASUREMENT SYSTEMS COMMISSIONING FEASIBILITY FOR LOCATED CUSTOMERS FROM PATUTÁN COMMUNITY OF THE COTOPAXI S.A. PROVINCIAL ELECTRICAL ENTERPRISE”.

Author: Ing. Aimacaña Quishpe Sixto Fidel

Tutor: Ing. Franklin G. Medina S. MSc.

ABSTRACT

The research project seeks to get the feasibility analysis for advanced measurement systems commissioning, said system will allow to make: readings, cuts, and reconnections of a remote way, at reducing the operating expenses; that these tasks entail, which are analyzed and quantified all the necessary resources their implementation, through a operational variables parametric analysis, network conditions, existing meters, which have been validated by the information gathering into field and provided data for the distribution enterprise, resulting in a total of 680 clients, of which 3.68% have 1 phase-2 wire meters and 96.32% have 2 phase-3 wire meters. As well as characterizing and conceptualizing the most relevant benefits, which the systems AMI implementation would offer to the participants, enterprise-consumer. Besides, it is determined the communication topology type to be implemented in the concession area, which covers coverage radii of 350 to 450m due to its geographical condition. In the same way, it is identified the equipment location points, such as data concentrators and signal repeaters that allow communication without information loss from energy meters, which in this case is proposed by the active energy meter and demand with RF. For what the communication process between the more accurate and reliable devices were used the free software Radio Mobile, which it could be possible created link points of the meter's furthest from concession area, thus, being able to show that the proposed communication topology, in this case a Netting network and via Radio Frequency communication, it is recommended. Finally, it is made an economic and financial analysis about the project viability based to the variables and benefits that would assume the advanced measurement technology installation, by which it is determined the feasibility of same, with an TIR greater than the interest rate, in this case at 31% and a VAN greater than zero, that is, USD 223,355.14, thus, it is complying with the main aim of present research project.

KEY WORDS: AMI systems, energy counters, distribution networks; netting network, radio frequency, communication topologies, radio mobile.

Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes con cédula de identidad número:0502666514 Licenciado en: **Ciencias de la Educación Especialización Inglés** con número de registro de la SENESCYT: **1020-06-701921**; CERTIFICO haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “ANÁLISIS PARA LA FACTIBILIDAD DE LA PUESTA EN SERVICIO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN AVANZADA PARA CLIENTES UBICADOS EN LA COMUNIDAD DE PATUTÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.” de: **Aimacaña Quishpe Sixto Fidel**, aspirante a Magíster en **Electricidad Mención Sistemas Eléctricos**.



Firmado electrónicamente por:
**MARCO PAUL
BELTRAN
SEMBLANTES**



**CENTRO
DE IDIOMAS**

Latacunga, enero, 2022

Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes
CI: 0502666514

ÍNDICE DE CONTENIDO

PORTADA	i
AVAL DEL TUTOR	ii
AVAL DEL TRIBUNAL	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESPONSABILIDAD DE AUDITORIA	vi
RENUNCIA DE DERECHOS	vii
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL	viii
RESUMEN	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xv
ÍNDICE DE ECUACIONES	xvi
INTRODUCCIÓN.	1
Antecedentes:	1
Planteamiento del problema:	2
Formulación del problema:	4
Objetivo General:	4
Objetivos Específicos:	4
Justificación:	6
Hipótesis.	7
CAPÍTULO I	8
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLOGÍA.	8
1.1. Fundamentación del estado del arte.	8
1.2. Fundamentación Teórica.	11
1.2.1. Energía.	11
1.2.2. Consumo de la Energía Eléctrica.	11
1.2.3. Uso Racional de la Energía Eléctrica.	12
1.2.4. Sistemas de Distribución Eléctrica.	13
1.2.5. Contadores de Energía Eléctrica.	14

1.2.6.	Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grid).....	18
1.2.7.	Sistemas AMR.	19
1.2.8.	Sistema de Medición Avanzada.	21
1.2.9.	Normativas Internacionales [39].	23
1.2.10.	Componentes de un Sistema de Medición Avanzada.	25
1.2.11.	Ventajas de los Sistemas AMI [50].	34
1.2.12.	Regulación N.º ARCERNNR 002/20 Calidad del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.	34
1.2.13.	Métodos para Evaluación de Proyectos.	37
1.3.	Fundamentación Metodológica.	39
1.3.1.	Tipo de Investigación.	39
1.3.2.	Métodos de Investigación.	40
1.4.	Conclusiones.	41
CAPÍTULO II		42
PROPUESTA.		42
2.1.	Título del Proyecto.	42
2.2.	Objetivo del Proyecto.	42
2.2.1.	Objetivo General.	42
2.2.2.	Objetivos Específicos.	42
2.3.	Descripción de la Propuesta.	42
2.4.	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.	45
2.4.1.	Descripción y área de concesión ELEPCO S.A [53].	45
2.4.2.	Sistema de Distribución a nivel Provincial ELEPCO S.A [53].	46
2.4.3.	Comercialización, Cobertura y Clientes Elepco S.A	47
2.4.4.	Tecnología de la Información y Comunicación [55].	47
2.4.5.	Análisis Técnico de puesta en servicio AMI en la Comunidad de Patután.	49
2.4.6.	Normativas, información, obligaciones y consideraciones adicionales.	56

2.4.7.	Propuesta Técnica a la factibilidad de servicio AMI Comunidad de Patután.	59
2.4.8.	Rentabilidad del Proyecto de Sistema de Medición Avanzada.....	72
2.5.	Conclusiones capitulo II.....	73
CAPÍTULO III.....		74
APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA.		74
3.1.	Análisis de los resultados.	74
3.2.	Validación técnica -económica de los resultados:	75
3.2.1.	Costos por Cambio de Medidores y Refacturaciones.	76
3.2.2.	Costo Recuperación de Energía por Pérdidas no Técnicas.....	77
3.2.3.	Beneficios en el Ahorro de la Toma de Lecturas.	78
3.2.4.	Beneficios en el Ahorro de Cortes y Reconexiones.....	79
3.2.5.	Costos de la Energía Fuera de Servicio.....	80
3.2.6.	Costos de Oportunidad Para el Cliente.	81
3.2.7.	Costos Transporte Grupo de Trabajo.	81
3.2.8.	Análisis de la Inversión Total.	83
3.3.	Conclusiones Capitulo III.	88
Conclusiones Generales.		89
Recomendaciones.		90
Referencias Bibliográficas.		91
ANEXOS.....		98

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1. 1 Sistema Eléctrico de Potencia.....	12
Figura 1. 2 Consumo de Energía Eléctrica en el Hogar.....	12
Figura 1. 3 Estructura de los Medidores de Energía Eléctrica [27].	15
Figura 1. 4 Evolución de los Contadores de Medición [28].	16
Figura 1. 5 Visión General de una Smart Grid [32].	18
Figura 1. 6 Esquema de un Sistema de Lectura Automática de Medidores [34]. .	20
Figura 1. 7 Sistemas de Medición Avanzada.	22
Figura 1. 8 Componentes de los Sistemas de Medición Avanzada.....	26
Figura 1. 9 Panorámica de la Función del Concentrador de Datos [31].	28
Figura 1. 10 Comunicación radio frecuencia (RF) - GPRS - MDM.....	29
Figura 1. 11 Topologías de Comunicación en Sistemas AMI [47].	30
Figura 1. 12 Comunicación en Red Mallada o Mesh [49].	31

CAPÍTULO II

Figura 2. 1 Área de Concesión Elepco S.A [53].	45
Figura 2. 2 Área Sistema de Distribución [54].	46
Figura 2. 3 Fotografía Panorámica de la Comunidad de Patután.....	49
Figura 2. 4 Patután Rural, Residencial y Comercial.	50
Figura 2. 5 Área de Cobertura Comunidad de Patután.	50
Figura 2. 6 Tramo de Red Aérea Desnuda Existentes en Patután.....	51
Figura 2. 7 Medidor Electrónico 2 Fases 3 Hilos con RF.....	61
Figura 2. 8 Ubicación Concentrador de Datos Comunidad de Patután.....	62
Figura 2. 9 Simulación Enlace P01 – P0.....	64
Figura 2. 10 Simulación Enlace P02 – P0.....	64
Figura 2. 11 Simulación Enlace P03 – P0.....	65
Figura 2. 12 Simulación Enlace P04 – P0.....	66
Figura 2. 13 Red en Malla Repetidores de Señal.	69
Figura 2. 14 Simulación Enlace Repetidor Concentrador.....	69
Figura 2. 15 Comunicación Colector - MDM via GPRS.	70

Figura 2. 16 Simulación Enlace P0 – PEE.....	71
--	----

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1. 1 Normas ANSI.....	23
Tabla 1. 2 Normas Técnicas del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología.....	24
Tabla 1. 3 Comparación Topologías de Comunicación.	32

CAPÍTULO II

Tabla 2. 1 Clientes ELEPCO S.A.	47
Tabla 2. 2 Cantidad de Medidores Dentro del Área de Cobertura – Sistema SIG.	53
Tabla 2. 3 Cantidad de Medidores Dentro del Área de Cobertura – Sistema Comercial.	53
Tabla 2. 4 Cantidad de Medidores Dentro del Área de Cobertura – Datos Físicos Tomados en Sitio.	54
Tabla 2. 5 Tipos de Medidores Existentes – Comunidad de Patután.....	55
Tabla 2. 6 Cantidad de Medidores Existentes con RF en Patután.	60
Tabla 2. 7 Cantidad de Medidores Requeridos.	61
Tabla 2. 8 Límites y Distancias a Englobar por el Concentrador de Datos.	63
Tabla 2. 9 Puntos de Ubicación de los Repetidores de Señal.	68
Tabla 2. 10 Datos de enlace Colector – MDM.....	71

CAPÍTULO III

Tabla 3. 1 Marcas de Medidores de Energía propiedad de Elepco S.A.....	74
Tabla 3. 2 Datos necesarios para partir con el Análisis de Factibilidad.	75
Tabla 3. 3 Cantidad de Medidores a Cambiar.....	76
Tabla 3. 4 Costo por Cambio de Medidores y Refacturaciones.....	77
Tabla 3. 5 Costo Recuperación de Energía.	77

Tabla 3. 6 Precio Unitario Por Toma de Lecturas.....	78
Tabla 3. 7 Costo Toma de Lecturas.	78
Tabla 3. 8 Precio Unitario Por Corte y Reconexión.....	79
Tabla 3. 9 Costo Por Corte y Reconexión.....	79
Tabla 3. 10 Costo por Energía Fuera de Servicio.	80
Tabla 3. 11 Costo de Oportunidad para el Cliente.	81
Tabla 3. 12 Precio del Combustible Vehículos Elepco S.A. Año 2021.....	82
Tabla 3. 13 Costo de Transporte Grupo de Trabajo Elepco S.A.....	82
Tabla 3. 14 Precios Referenciales Equipos de Medición Avanzada.....	83
Tabla 3. 15 Precio Material de Medidores.	84
Tabla 3. 16 Precio Mano de Obra.	84
Tabla 3. 17 Costo de la Inversión Total del Proyecto.....	85
Tabla 3. 18 Tabla Resumen de Flujos de Efectivo (FFj) e Inversión Total (FFt) del Proyecto.	86
Tabla 3. 19 Calculo del VAN.....	87
Tabla 3. 20 Calculo del TIR.....	87

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. 1 Ecuación Valor Actual Neto (VAN).....	37
Ec. 2 Ecuación Tasa Interna de Retorno (TIR).....	38

INTRODUCCIÓN.

En todo el sistema de estructura eléctrica se producen, bajo condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas; a pesar de los esfuerzos realizados por las empresas distribuidoras para reducir el problema, originando elevados costos internos y un serio impacto sobre las tarifas eléctricas, así como en la salud de las finanzas de la empresa eléctrica.

Las empresas de electricidad están orientando esfuerzos en la búsqueda de un análisis, estudio e implantación de soluciones amplias, óptimas, veraces y automatizadas, capaces de manejar y corregir de forma sistemática y consistente, la problemática asociada a las pérdidas de energía eléctrica por consumo y uso ineficiente de la misma, lo cual impactan negativamente la calidad de servicio eléctrico que proporcionan las empresas distribuidoras.

Los sistemas de medición avanzada son una tecnología habilitadora que permite la configuración y gestión de datos de un conjunto de medidores, manejo de tarifas dinámicas asociados con el tipo de consumidor, monitoreo de calidad de la energía, control de carga y reducción de pérdidas, incrementando así la eficiencia en el proceso de distribución de las empresas eléctricas.

Antecedentes: Este trabajo de titulación se enmarca dentro de la línea específica de investigación correspondiente a la maestría en Electricidad: **Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental**, de la cual se deriva la siguiente sub línea: **Control y optimización en el uso de la energía del sector Industrial, comercial y residencial**, la cual convergen en actividades y tareas de investigación relacionando al control del consumo de energía en diferentes clientes, optimizando con ello, su uso eficiente; ayudando a reducir las pérdidas de la misma por no facturación.

Según el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017 (PNBV), en sus políticas y lineamientos estratégicos, donde señalan la necesidad de la “Implementación de nuevas tecnologías, infraestructuras y esquemas tarifarios para incentivar la eficiencia energética en los diferentes sectores de la economía comercializadora de energía”, así como su uso racional, consumos conscientes, sostenible y eficientes por parte de la diversidad de consumidores que actualmente existe en el país.

De la misma manera la línea y sub línea de investigación, están orientadas a fortalecer las habilidades para el análisis de los sistemas de potencia y el uso de herramientas avanzadas, para proponer acciones de calidad y eficiencia energética en los procesos de generación, transmisión, distribución y consumo energético.

Planteamiento del problema: En la Comunidad de Patután, ubicado en el área urbano marginal del Cantón Latacunga existen clientes con tarifas residencial, comercial e industrial que son parte de la Red de Distribución de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A, cuyo objetivo como empresa distribuidora es la de dotar de energía a la provincia.

En la actualidad en Patután existen aproximadamente unos 800 habitantes distribuidos en cinco sectores, cada usuario posee el medidor de energía, y del 100% de ellos un 2% a un disponen de medidores electromecánicos de una fase un hilo conectados a la red, esto debido a que en el sector existen bloqueras, invernaderos que utilizan bombas/motores trifásicos, que por falta de un nuevo estudio de carga no se las ha remplazado en el programa de cambio de redes de distribución, centros de transformación, acometidas y medidores, realizado bajo presupuesto financiado por el Banco de Desarrollo de América Latina – CAF y la Elepco S.A en el año 2015-2016.

Los clientes activos de cada sector en su mayoría que disponen de los medidores, han presentado varias novedades, quejas, reclamos sobre el servicio de energía eléctrica actual en la comunidad; no obstante se tiene problemas por lecturas mal registradas, caídas de voltaje por distancias de las acometidas hasta el domicilio, falta de extensión de redes eléctricas, alumbrado público, medidores defectuosos que a pesar de que los aparatos eléctricos e instalaciones de una vivienda están apagados el contador continua registrando consumo, etc., lo que conlleva a pensar al cliente afectado que, por ser un área urbano marginal la problemática presentada no es atendida y quede a la espera, mientras que el medidor registra consumo diario y reflejado en la factura mensual que el usuario no cancela hasta que su pedido sea atendido y solucionado por la empresa proveedora de energía.

No obstante, la problemática de toma y registro de lecturas es un tema que aún no tiene una solución óptima y veraz; problema que acarrea retrasos en la facturación,

falta de pago del usuario que presenta su queja y reclamo en ventanillas por lecturas y consumos que no son reales registradas en el sistema comercial, tales inconvenientes presentan los clientes de la comunidad de Patután, a pesar de que la mayor parte de las empresas distribuidoras de electricidad en el Ecuador, disponen de personal calificado para realizar la toma y registro de lecturas, quienes utilizan un medio de transporte para llegar al sitio bajo una lista del área de clientes existentes en la misma.

Cabe recalcar que, del 100% de lecturas tomadas en Patután un 10% no se registra debido a novedades encontradas como: visor de caja o luna del medidor opaca, medidor no localizado por coordenadas erróneas o fuera de ruta, domicilio/inmueble cerrado, medidor retirado, dañado, con pantalla en blanco etc., lo cual ocasiona el registro de lecturas erróneas al sistema comercial de la empresa distribuidora, originando problemas de facturación y recaudación lo que implica la queja y reclamo del cliente según tarifa debido a que no paga de un consumo real si no de un consumo promedio aproximado del mes por la falta de toma de lectura.

De la misma manera en el sector algunos consumidores a un cuentan con medidores de tipo electromecánicos, de estado sólido, del tipo exprés los cuales ya cumplieron su vida útil, pero que a un no han podido ser intervenidos para su reemplazo.

La empresa eléctrica provincial Cotopaxi en su plan anual de contratación ha logrado realizar la remodelación, el reforzamiento, repotenciación y construcción de centros de transformación acometidas y medidores en casi todos los cantones, construyendo, remodelando y reforzando las redes existentes de 110V a 220V, implicando así el cambio de medidores de monofásicos a bifásicos según requerimientos de la empresa distribuidora.

Sin embargo, a un disponiendo de medidores bifásicos instalados de marcas y características aprobadas bajo pruebas realizadas, no se han solucionado los problemas de tomas y registro de lecturas.

Una solución viable para las problemáticas planteadas, sería el análisis de la factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, para este caso, en el sector de Patután, recalcando que las novedades se suscitan en todos los sectores, rural, urbano y urbano marginal de la Provincia de Cotopaxi.

Un sistema de medición avanzada consta de una estructura y medio de comunicación acorde a los estándares de requerimiento actual tecnológico, la cual permite reflejar y controlar la lectura real del sistema de medición, por lo que el medidor debe poseer y reunir características necesarias para que pueda ser instalado, debido a que, mediante una interfaz de comunicación esta pueda enviar los registros de lectura a un recolector de datos y este enviar al sistema comercial para su observación, control y facturación de cada cliente del área de análisis del presente proyecto de investigación.

Formulación del problema: En la actualidad la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A, dispone de un método de toma y registro de lecturas en sitio, así como también de contadores de energía que ya cumplieron su vida útil, lo cual conlleva a tener falsas lecturas, debido al estado del medidor ocasionado pérdidas a la empresa por lecturas erróneas y refacturaciones por lecturas no registradas.

Objetivo General:

- Realizar el análisis para la factibilidad de la puesta en servicio de Sistemas de Medición Avanzada para Clientes de la Comunidad de Patután que se encuentran dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

Objetivos Específicos:

- Describir el funcionamiento del Sistema de Estructura Avanzada sus requerimientos, característica, ventajas y desventajas.
- Realizar el análisis de datos de los clientes ubicados en la comunidad de Patután.
- Demostrar la factibilidad de puesta en servicio de un sistema de estructura avanzada en el área a ser analizado.

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos: estas son las actividades que se realizarán para dar cumplimiento a cada objetivo específico planteado para el desarrollo correcto del presente proyecto.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
<p>Describir el funcionamiento del Sistema de Estructura Avanzada, sus requerimientos, características, ventajas y desventajas.</p>	<p>Descripción del funcionamiento del Sistema de Estructura Avanzada.</p> <p>Tecnologías de Información y Comunicación Avanzada aplicado a la toma y registro de lecturas.</p> <p>Representación del esquema de comunicación bajo topologías existentes.</p> <p>Ventajas y desventajas del uso del Sistema de Medición Avanzada.</p>	<p>Conceptualización del funcionamiento, los requerimientos, ventajas, desventajas, aplicaciones y beneficios.</p>	<p>Citas, Artículos, Tesis bibliográficas, lecturas comprensivas relacionadas al tema de investigación propuesto.</p>
<p>Realizar el análisis de datos de los clientes ubicados en la comunidad de Patután.</p>	<p>Recopilación de datos de clientes ubicados en la comunidad de Patután de la Elepco S.A.</p> <p>Constatación de datos de los clientes registrados en el sistema comercial, sistema SIG y los encontrados en campo.</p> <p>Clasificación de la información de redes y medidores</p>	<p>Datos de medidores: serie, marca, tipo, tarifa, etc.</p> <p>Número de Usuarios Residenciales, Comerciales, Industriales, cuentas y clientes del sector.</p> <p>Cantidad de medidores registrados en el sistema comercial y SIG, versus los levantados</p>	<p>Por medio de la información proporcionada por el área Comercial y SIG de la Elepco S.A de los diferentes clientes consumidores residenciales, comerciales, industriales del sector.</p>

	existentes en el sector de Patután.	existentes en el área de análisis.	
Demostrar la factibilidad de puesta en servicio de un sistema de estructura avanzada en el área a ser analizado.	Definición de la factibilidad de puesta en servicio de los sistemas de medición avanzada. Análisis de la utilidad del servicio. Recuperación de Cartera Vencida.	Análisis de Costo Beneficio de la factibilidad.	Análisis del TIR y VAN aplicado a todos los clientes ubicados en la comunidad de Patután de la Elepco S.A.

Justificación: Se requiere del análisis para la factibilidad de la puesta en servicio de un sistema de medición avanzada en clientes de la comunidad de Patután que se encuentra dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A., para determinar consumos de energía reales en el sistema comercial solucionando las diferentes novedades problemáticas descritas en el planteamiento del problema para el bienestar del cliente y su pago puntual con la empresa eléctrica.

Por medio de un análisis, levantamiento de la información, datos de clientes activos, tarifas, rutas, agencias, se podrá realizar la constatación de la información en el sistema comercial de cada usuario del sector y según registro realizado se podrá realizar la factibilidad de la puesta en servicio de los sistemas de medición avanzada que ayudará a que se logre obtener lecturas, consumos facturas reales en los diferentes clientes residencial, comercial e industrial en el área de la comunidad de Patután que cubre la empresa distribuidora, disminuyendo así los tiempos de facturación.

Con un sistema de medición avanzada se podrá realizar cortes y reconexiones por mora en el pago, análisis de consumo por mes y sobre todo realizar el pago del consumo real y no promediado por falta de toma de lectura, evitando así las diferentes quejas y reclamos de los usuarios, además, se evitará y disminuirá los costos de la contratación externa de empresas y personal que realizan la toma de

lecturas; suprimiendo dicha actividad, demostrando así el beneficio importante de la tecnología actual de medición y su impacto en la sociedad.

Además, el presente estudio servirá como marco de referencia para el desarrollo de la propuesta de interés para la ejecución de los sistemas de medición avanzada que desea contratar la Elepco S.A; basándose en normas estándar internacionales como la IEC 61968 – 9 (MR), la cual tiene por objeto el control y la lectura de medidores bajo las interfaces de los sistemas de comunicación que ayudan al control y eventos de la medición; así como a la sincronización y cambio de los datos de clientes destinados principalmente a las redes de distribución eléctrica.

Hipótesis.

Con el análisis e investigación de un sistema de medición avanzada se obtendrá información que servirá como marco de referencia respecto al funcionamiento, requerimientos técnicos, beneficios técnicos y económicos que debe disponer la Elepco S.A, así como sus tarifas aplicadas a diferentes clientes para el uso correcto del sistema de medición avanzada. La implementación de la puesta en servicio de dicho sistema mejorará aspectos como lectura remota, medición en tiempo real, corte y reconexión remota, oferta dinámica de precios; la cual integra todas las áreas de la empresa distribuidora y realizar un control de la demanda de energía eléctrica.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLOGÍA.

1.1. Fundamentación del estado del arte.

La población en el Ecuador ha incrementado desde el año 1971 de 6.248,831 a 16.560,348 según datos estadísticos del INEC al año 2016. Además, el país cambió su matriz energética, debido al desarrollo y crecimiento poblacional, industrial, tecnológico y el transporte, que se traduce en el mejoramiento de la calidad de vida de la población y, por tanto, en un incremento de la demanda interna de energía [1].

Actualmente en el país, el 60.84% de la generación de energía eléctrica proviene de las fuentes de energía renovables (hidráulica, fotovoltaica, eólica, biomasa y biogás) mientras que el 39.16% aún proviene de fuentes de energía no renovables como es la energía térmica (MCI, turbo gas y turbo vapor) [2].

En este sentido, debido al desarrollo y existencia de fuentes de energías renovables y no renovables, es prioritario para el Gobierno incorporar nuevos métodos de medición del consumo eléctrico que ayudará a reducir los problemas de pérdidas de energía eléctrica originada en los procesos y subprocesos de transmisión, distribución y comercialización de la energía que no son facturadas.

Los esfuerzos que se realicen en la recuperación de cartera, representan un aumento del beneficio bruto de la organización, debido a que se requiere la contratación de personal externo para dar solución a los problemas de energía no facturada por lecturas erróneas o actos ilícitos de hurto de la misma, por ello las empresas de electricidad están buscando la implantación de nuevas tecnologías de medición bajo un análisis de estudio económico y sostenible que ayude a reducir los costos por pérdidas de energía eléctrica [3].

A la fecha, varias acciones y medidas han sido desarrollados, entre ellas: limitaciones a la comercialización de equipamiento ineficiente, planes de recambio de los sistemas de medición a nivel residencial, comercial, industrial; remodelación, repotenciación y construcción de redes de distribución eléctrica, tarifas preferenciales para promover el uso eficiente de la energía, reglamentos técnicos de cumplimiento obligatorio, entre otras; con la finalidad de promover el desarrollo de la eficiencia energética en el país bajo sistemas de medición avanzada [4].

En los últimos años, a nivel mundial se ha experimentado un importante avance tecnológico para la operación y supervisión de los sistemas eléctricos, implementando sistemas de infraestructura de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure - AMI) [5].

Los sistemas de medición avanzada, tienen como finalidad mejorar los procesos de operación de la red de distribución eléctrica y la gestión de negocios de una Empresa Distribuidora, lo cual ha hecho que el uso de este tipo de tecnología sea ampliamente implementado a nivel internacional [6].

Algunas experiencias de países como Australia, Italia, Francia, España y Estados Unidos que han implementado el desarrollo de estos sistemas, enfatizan en la definición de marcos regulatorios que apoyan la implementación masiva de redes y medidores inteligentes.

El primer aspecto que se considera como una limitación para el desarrollo de Redes Inteligentes es el medidor o contador tradicional. El cliente está limitado a pagar la factura, con un conocimiento y un control nulo respecto a la electricidad que consume. Los sistemas de medición avanzada existen para generar un cambio a esta falta de participación del usuario en el sistema eléctrico [7].

Un elemento clave dentro de esta transformación es el medidor inteligente, que permite articular la relación entre el sistema eléctrico y el consumidor final de energía y también determina el tipo de relación comercial, industrial, residencial y técnica entre los agentes involucrados [8].

También iniciativas conjuntas, como la de la Unión Europea de sustitución de medidores, que incluyen medidas legislativas para armonizar el mercado

energético, sobre lo cual fundamentaría su propia visión de red a través de tecnologías innovadoras e inteligentes [9], [10]. Algunos casos destacados son:

En la ciudad de Francia bajo el programa Linky, se espera implementar 35 millones de medidores inteligentes, de potencia menor a 36 kVA, al año 2021. Este reemplazo no tendrá costo para el usuario [11].

España con el proyecto Star, el grupo Iberdrola ha instalado 10,7 millones de contadores inteligentes en España. La compañía ha modernizado, así, el 100% de todo su parque de contadores con una potencia contratada igual o inferior a 15 kilovatios [12].

Italia inició en el año 1999 y sustituyó en su primera fase 32 millones de medidores, bajo el proyecto Tlegstore. En el año 2016 se inició la segunda fase, que tiene como objetivo la instalación de 21 millones de medidores inteligentes de segunda generación [13].

De la misma manera en la ciudad de Houston la empresa Center Point Energy Houston Electric (CEHE), pretende integrar las tecnologías necesarias para transformar la manera en la que la energía se compra, se entrega y se utiliza por parte de los consumidores finales, los proveedores minoristas de electricidad y las compañías eléctricas [14].

Adelantado por la compañía AES Brasil, mediante el proyecto Electropaulo Digital (Brasil) en el año 2017 realizó la instalación de 62000 medidores inteligentes, de los cuales 2100 estarán destinados a la normalización de comunidades de bajos recursos [15].

En el Ecuador, aún se están desarrollando pruebas que involucran medidores inteligentes; algunas empresas distribuidoras y comercializadoras de energía del país, han realizado análisis y estudios iniciales con diferentes niveles de desarrollo en ciudades como Ibarra, Quito, Cuenca y Guayaquil; sin embargo, son proyectos aislados que no se encuentran enmarcados dentro de lineamientos de orden nacional.

En octubre del 2010 se inició un importante proyecto AMI, llevando a cabo la instalación de 4,517 medidores con el objeto de controlar y monitorear la energía

de entrada al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, haciendo uso de los sistemas de medición avanzada [16].

Otro importante proyecto de tecnologías AMI desarrollado en el Ecuador y que facilita el flujo de información entre los dispositivos de medición y la distribuidora, se implementó en el Centro Histórico de Cuenca, con el único fin de obtener los parámetros eléctricos y técnicos dados por los contadores inteligentes, como la lectura de datos, corte y reconexión a distancia del servicio eléctrico instalado [17].

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), es una apuesta por incorporar a los consumidores un sistema basado en el desarrollo de estándares abiertos, permitiendo a los usuarios emplear la electricidad de forma más eficiente y, al mismo tiempo, proporcionará a las compañías la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y gestionar la demanda, con el fin de operar más eficientemente.

Con el propósito de aportar a la construcción de un panorama global en el Ecuador, este proyecto presenta un marco conceptual general asociado al análisis de los sistemas de medición avanzada y una revisión bibliográfica de experiencias relevantes nacionales e internacionales. A partir de esto, se establecen las funcionalidades prioritarias para los sistemas de medición en Cotopaxi y los beneficios asociados a su uso para todos los clientes del sistema.

1.2. Fundamentación Teórica.

1.2.1. Energía.

La energía es la capacidad de los cuerpos para realizar un trabajo y producir cambios en ellos mismos o en otros cuerpos. Es decir, la energía es la capacidad de hacer funcionar las cosas [18].

La energía puede ser mecánica (si a un resorte estirado se lo deja en libertad, realiza un trabajo), química (la ebullición del agua en un recipiente produce que se expande por acción de la presión), eléctrica (una batería permitirá poner en funcionamiento un motor), solar (el calor que llega del Sol, proyectando sobre planchas, puede transformarse en energía para uso como calefacción), etc. [19].

1.2.2. Consumo de la Energía Eléctrica.

El consumo de energía eléctrica mide la producción de energía eléctrica de las centrales eléctricas y de las plantas de cogeneración menos las pérdidas ocurridas

en la transmisión, distribución y transformación (ver figura 1.1) así como también el consumo propio de las plantas de cogeneración, hogares (ver figura 1.2) y entidades públicas y privadas [20].

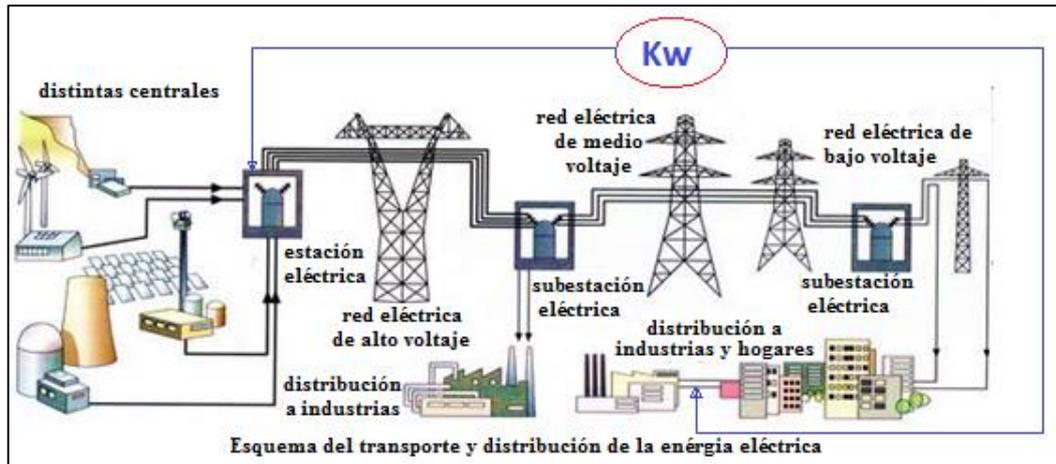


Figura 1. 1 Sistema Eléctrico de Potencia

Fuente: [21]

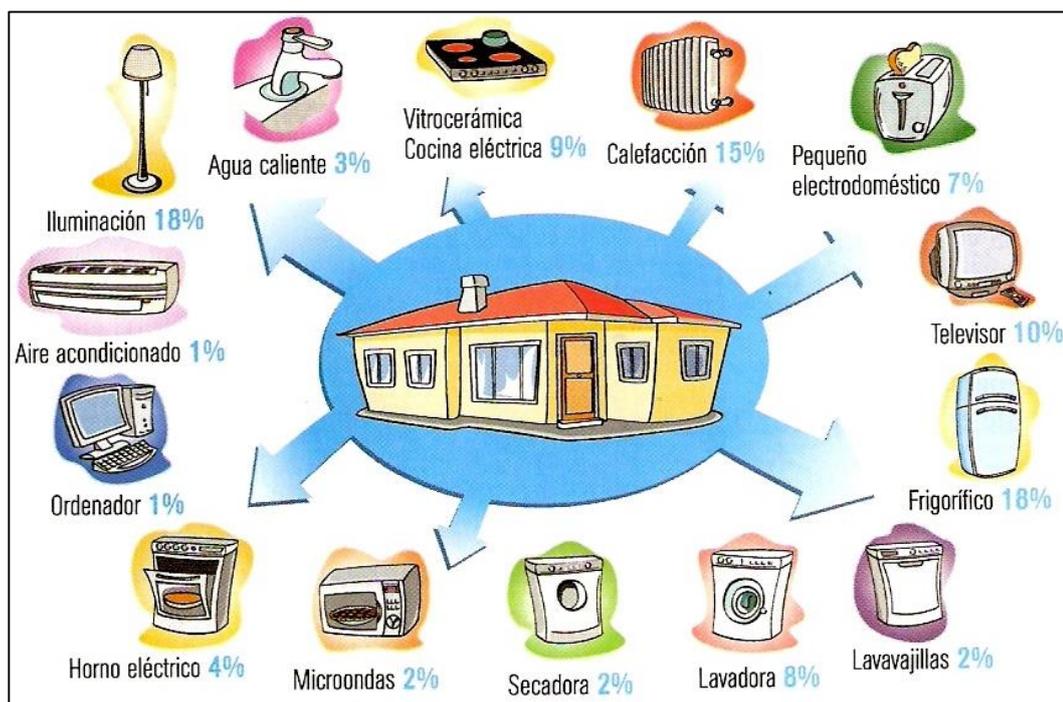


Figura 1. 2 Consumo de Energía Eléctrica en el Hogar

Fuente: [22]

1.2.3. Uso Racional de la Energía Eléctrica.

El uso racional de la energía eléctrica es el uso consciente para utilizar lo estrictamente necesario. Esto lleva a maximizar el aprovechamiento de los recursos

naturales que en la actualidad comienzan a escasear en todo el mundo, en casi todos los países del mundo, en particular en su sector energético se vienen implementando políticas de uso racional de la energía eléctrica ya que la población y el consumo crecen a gran velocidad generando la saturación de las líneas de distribución y los riesgos de desabastecimiento eléctrico.

1.2.4. Sistemas de Distribución Eléctrica.

Los sistemas de distribución de las empresas eléctricas se conforman de líneas, subestaciones, transformadores, dispositivos de interrupción, acometidas, sistemas de medición e infraestructuras que transportan y distribuyen la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los consumidores finales, sean estos regulados o no, garantizando en todo momento la calidad y conexión del suministro [23].

En las subestaciones eléctricas se reduce el voltaje del nivel de alta tensión (A.T.), al nivel de media tensión (M. T.), y desde éstas se distribuye la energía al resto de la red, hasta las acometidas de los consumidores finales en el nivel de media o baja tensión (B. T.) [23].

Estos sistemas de distribución se alimentan típicamente en B.T., en la cual se interconectan, mayoritariamente, cargas residenciales de naturaleza monofásica, los consumidores industriales se alimentan en M.T. o en B.T., a través de acometidas de diferente tipo: trifásicas, bifásicas o monofásicas. En M.T. la gran mayoría son redes trifásicas, aunque también se pueden encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales, cada una caracterizada por poseer un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de voltaje y temperatura [23].

1.2.4.1. Tipos de Clientes en los Sistemas de Distribución.

Se puede definir dos tipos de clientes que pueden estar contemplados en un sistema de distribución eléctrica.

- **Clientes No Regulados.**

Son los encargados del trato y la adquisición de la energía eléctrica con las empresas generadoras, cuyos precios se acuerdan y se refleja en un contrato por ambas partes

involucradas en la negociación, este tipo de convenios se lo mantienen con los grandes clientes/consumidores existentes en el área de distribución que contemple la empresa proveedora de energía [24].

- **Cientes Regulados:**

Se trata de los consumidores del tipo residencial, comercial, bien público, etc., los cuales mantienen consumos bajos y forman parte activa como clientes de las empresas distribuidoras de la energía, tales usuarios pagan sus consumos a través de tarifas reguladas por el estado [24].

1.2.4.2. Tipos de Distribución de la Energía Eléctrica.

Según las condiciones, estatus económicos, leyes, regulaciones, área geográfica y políticas de un país o región la distribución puede ser:

- **Distribución y Comercialización.**

Cuando las actividades de distribución, comercialización, compra y venta de energía lo realiza una sola empresa, la cual será la encargada de proveer la energía para el consumo a los clientes finales y cobrándoles por el servicio dependiendo las tarifas [25].

- **Distribución Independiente de la Comercialización.**

Existe cuando las empresas de transmisión, distribución cobran de manera independiente cada una, del peaje por ocupar sus redes, la venta de energía está a cargo de entes comercializadores, los cuales compran la energía directamente a las generadoras para luego acordar su venta con cualquier cliente, en este caso las empresas distribuidoras solamente se encargan de llevar la energía a los clientes sin cobro alguno [25].

1.2.5. Contadores de Energía Eléctrica.

Los contadores o medidores de energía eléctrica son un vínculo indispensable entre los usuarios y la Empresa proveedora del servicio eléctrico, ya que estos hacen que sea posible la comunicación entre la empresa y el usuario final, esta comunicación, actualmente se ve reflejada por medio de la factura del consumo realizado [26].

El equipo para medir el consumo de energía eléctrica consumida cuenta con tres elementos principales como son: sistema de medida, un elemento de memoria y un dispositivo de información. En la figura 1.3 se observa un diagrama en bloques de los componentes principales de un medidor de energía eléctrica [27].

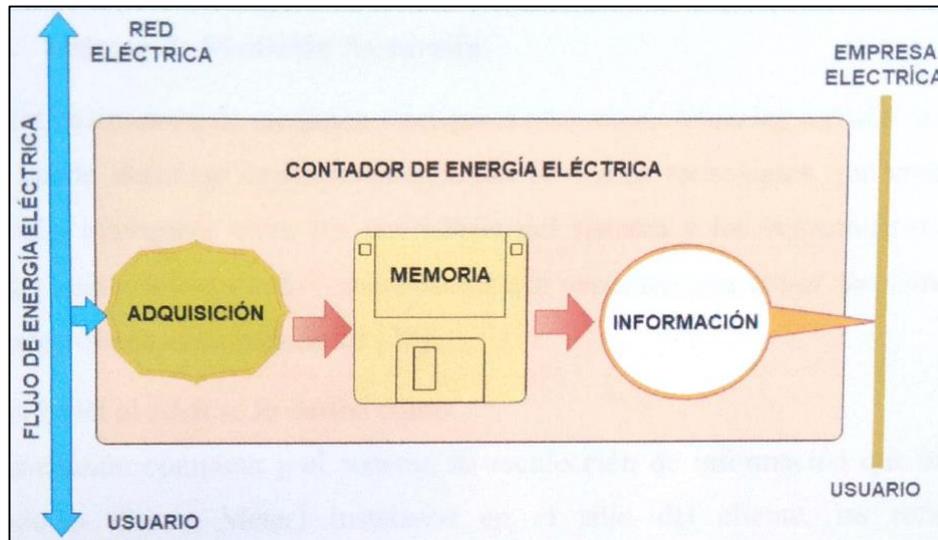


Figura 1. 3 Estructura de los Medidores de Energía Eléctrica [27].

Los medidores que actualmente se encuentran funcionando en el Ecuador cumplen con esta función, sin embargo, la mayoría de estos medidores basa su funcionamiento en tecnología de hace un siglo, lo que los convierte en dispositivos obsoletos en la era de las TICs [28].

La principal diferencia de los medidores inteligentes con los medidores convencionales es la capacidad de comunicación a través de una red de telecomunicaciones, haciendo posible la transferencia de datos de manera bidireccional entre el medidor inteligente y los sistemas centrales de facturación [29].

Esto permite eliminar la facturación por estimación, la cual conlleva pérdidas económicas tanto para el usuario final como para la Empresa proveedora del servicio. Además de lograr que la gestión se la realice de manera remota, obteniendo una medición detallada, precisa y en tiempo real, integrando funciones de medida, registro y tarificación de energía eléctrica [29].

1.2.5.1. Evolución de los Contadores de Energía Eléctrica.

La mayoría de las empresas eléctricas existentes en el Ecuador a un tienen incorporados a sus redes de distribución e integrados a su sistema comercial, clientes que siguen utilizando contadores electromecánicos del tipo 1 fase 2 hilos, 2 fases 3 hilos, 3 fases 4 hilos de diferentes marcas y series que siguen funcionando y registrando la lectura de manera mecánica que de una u otra manera le ha servido a las empresas de distribución, tales medidores siguen siendo dispositivos mecánicos que utilizan tecnologías de hace cien años, por lo que todas las empresas ha venido repotenciando sus redes y con ello cambiando estos equipos de medición antiguos para hacer frente a las necesidades tecnológicas del futuro, esto se puede apreciar en la figura. 1.4 [28].



Figura 1. 4 Evolución de los Contadores de Medición [28].

1.2.5.2. Clasificación de los Contadores de Energía.

Existen varios tipos de contadores de energía eléctrica, en función de su propósito y dependiendo de cada aplicación los contadores pueden pertenecer a uno o varios de estos grupos: según su construcción y clase de precisión [30].

Según su construcción:

Dependiendo la construcción y los elementos que estos utilizan los medidores de energía pueden ser de inducción (electromecánicos) y estáticos (electrónicos).

- **Medidores Electromecánicos:** Son contadores de energía eléctrica en los que las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil (disco), haciéndolo girar. El principio de funcionamiento es muy similar al de los motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corriente eléctrica con los campos magnéticos [30].
- **Medidores Electrónicos:** Son contadores de energía eléctrica en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los kilovatios/hora. Están contruidos con dispositivos electrónicos, generalmente son de mayor precisión que los electromagnéticos [30].

Según la clase de precisión:

De acuerdo a normas internacionales IEC 62053-21-22, los medidores se dividen en 3 clases:

- **Medidores clase 0.5:** Miden la energía activa suministrada en bloque en punto de frontera con otras Empresas distribuidora o grandes clientes alimentados a 115 kV [30].
- **Medidores clase 1:** Incluye los medidores trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores, para clientes mayores de 55 kW [30].
- **Medidores clase 2:** Incluye los medidores monofásicos y trifásicos para medir energía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas menores de 55 kW [30].

El índice de clase 0.5, 1, y 2 significa los límites de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la máxima con un factor de potencia igual a uno [30].

1.2.6. Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grid).

La generación, el transporte y distribución de todas las redes eléctricas convencionales se están convirtiendo en millones de nodos interconectados debido al crecimiento de la demanda, por lo que a un futuro la electricidad generada tiene que ser sustituida por la generación distribuida, sistemas de energía renovable y técnicas de almacenamiento de energía. Dejando a los consumidores finales como un simple receptor pasivo de electricidad, quienes lograrán convertirse, al mismo tiempo, en fuentes y consumidores de energía [31].

1.2.6.1.Las Smart Grids.

Es una visión estratégica tecnológica de una red eléctrica que emplea tecnología digital a través de un conjunto de software y herramientas de hardware, mediante la cual entrega energía de los generadores a los consumidores usando comunicación digital, rutas y flujos de potencia más eficientes de dos vías para el control de la carga de los clientes, generadores, transportadores y distribuidores de energía eléctrica, las Smart Grids añaden tecnología de la información y comunicación a las redes de distribución eléctrica convencionales, permitiendo así el intercambio de información en tiempo real con los usuarios, ver figura 1.5 [32].

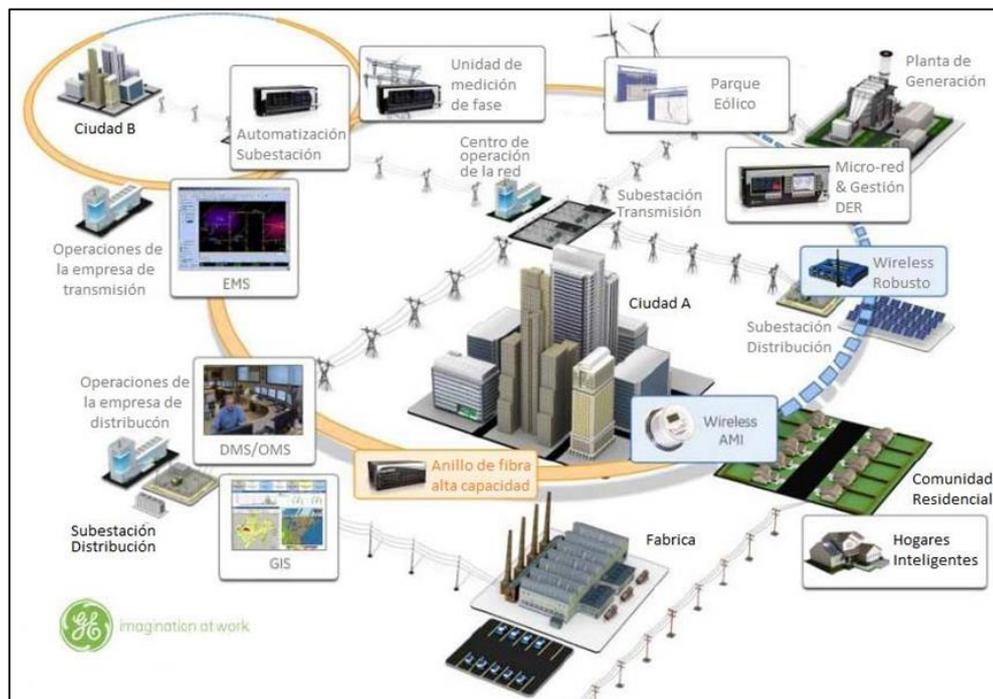


Figura 1. 5 Visión General de una Smart Grid [32].

1.2.6.2. Tecnologías de las Smart Grids.

Las redes inteligentes desde un punto de vista eléctrico definen su arquitectura básica por medio de tres tecnologías fundamentales: Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure – AMI), Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources - DER) y la Automatización de Distribución Avanzada (Advanced Distribution Automation – ADA), estos tres sistemas tecnológicos están ligados entre sí y son parte constitutiva de una red inteligente [33].

- **AMI:** Es un sistema formado por un conjunto de medidores inteligentes instalados en un área determinada, los cuales permiten la medición a distancia del consumo eléctrico habitual de cada usuario, permitiendo así concientizar de mejor manera el uso desmedido de la energía en horas pico por día y lograr más eficiencia energética [33].
- **DER:** Es el sistema que mayor cercanía tiene desde los puntos de generación a los consumidores, su implementación reduce notablemente las pérdidas técnicas originadas por el transporte, la subtransmisión y la distribución; de la misma manera permite el almacenamiento de la energía generada por fuentes renovables ayudando así, a un equilibrio de todo el sistema interconectado de mejor manera, evitando invertir en grandes centrales y líneas de transmisión [33].
- **ADA:** Es la automatización en sí, del uso intensivo de las tecnologías de la información y las telecomunicaciones en toda la infraestructura de la red eléctrica, es decir en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El gran tamaño y la complejidad en aumento de la red eléctrica requiere de métodos avanzados de control con el fin de optimizar su operación y eficiencia [33].

1.2.7. Sistemas AMR.

Automatic Meter Reading (AMR) o lectura de medición remota, es un sistema diseñado exclusivamente para realizar lecturas de mediciones automáticas con mayor eficiencia, monitoreando los datos de energía y administrando el consumo a

distancia de un conjunto de medidores inteligentes instalados en un área determinada. El esquema y concepto de los sistemas AMR constituyen todo el sistema de medición: instalación de medición, medios de comunicación y centro de control, como se visualiza en la figura 1.6 [34].

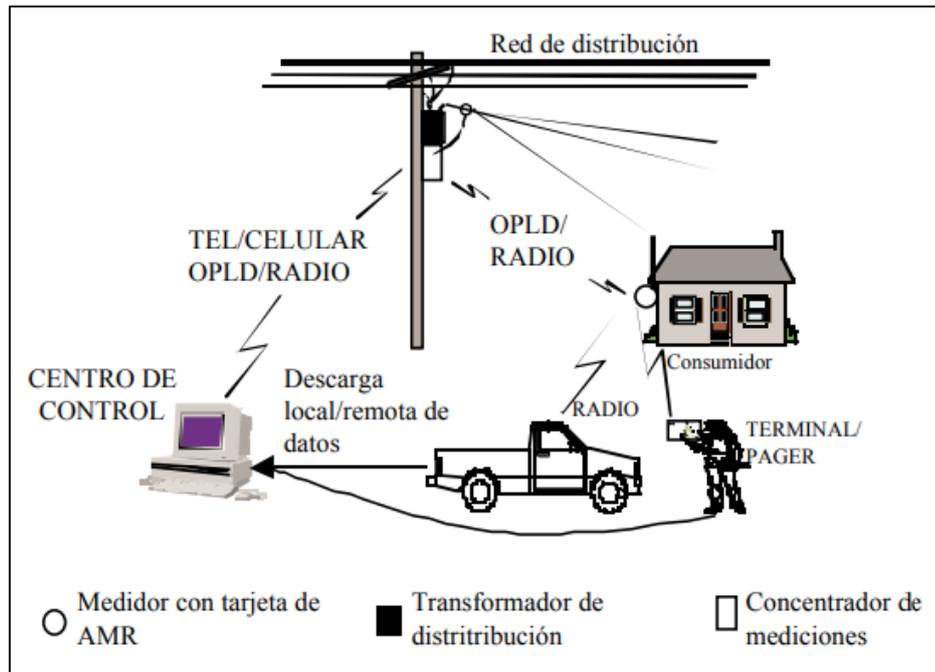


Figura 1. 6 Esquema de un Sistema de Lectura Automática de Medidores [34].

1.2.7.1. Características AMR.

- Permite la recopilación automática del consumo, diagnósticos y datos de estado del medidor de energía.
- Admite la transferencia de estos datos hacia una base de datos que permitirá la facturación del servicio.
- Ahorra la mano de obra de los servicios de lectura corte y reconexión, principalmente el gasto de los viajes periódicos a cada residencia para leer el dato de un medidor.
- La facturación se la puede realizar en tiempo real, en lugar de tener que esperar los cálculos basados en el pasado o consumo previo.

Estas características oportunas, junto con el análisis pueden ayudar a los proveedores de servicios públicos y los clientes a controlar mejor el uso y la producción de energía, gas o agua.

1.2.8. Sistema de Medición Avanzada.

Una infraestructura de medición inteligente (*Advanced Metering Infrastructure* - AMI) puede definirse como la integración de varias tecnologías que crean una conexión inteligente entre los operadores del sistema y los consumidores, para brindar a estos últimos toda la información que necesitan para tomar decisiones que redunden en mayores beneficios [35].

Según EPRI al AMI se lo define como:

"La medición completa y el sistema de recolección de información que incluye medidores (Smart Meter) instalados en el sitio del cliente, las redes de comunicación entre el cliente y un proveedor de servicios, tales como electricidad, gas, o servicio de agua, recepción de datos y sistemas de gestión que hacen que la información este a disposición del prestador de servicio" [36].

La base fundamental de las redes inteligentes está en la infraestructura de los sistemas de medición avanzada que está compuesto por contadores inteligentes o "Smart Meters" y un canal de comunicación bidireccional por medio de Internet o redes similares entre estos contadores y la Empresa proveedora del servicio [37].

Los contadores inteligentes proporcionan información detallada y en tiempo real acerca del consumo de los usuarios. Esta información permite a los proveedores de servicio eléctrico la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y gestionar la demanda, con el fin de operar más eficientemente; mientras que a los usuarios les permitiría reducir costes en sus facturas mediante un mejor conocimiento de su consumo [38].

En la actualidad, la industria de servicios eléctricos tiende hacia la implementación del sistema AMI, ya que ofrece muchas ventajas y diversas opciones en relación a AMR. La evolución de los sistemas de medición automática ha sido constante, y la solución AMI es uno de los primeros pasos para la transición hacia la Red Inteligente.

En la figura 1.7 se observa la composición de lo que se considera como una infraestructura de medición avanzada.

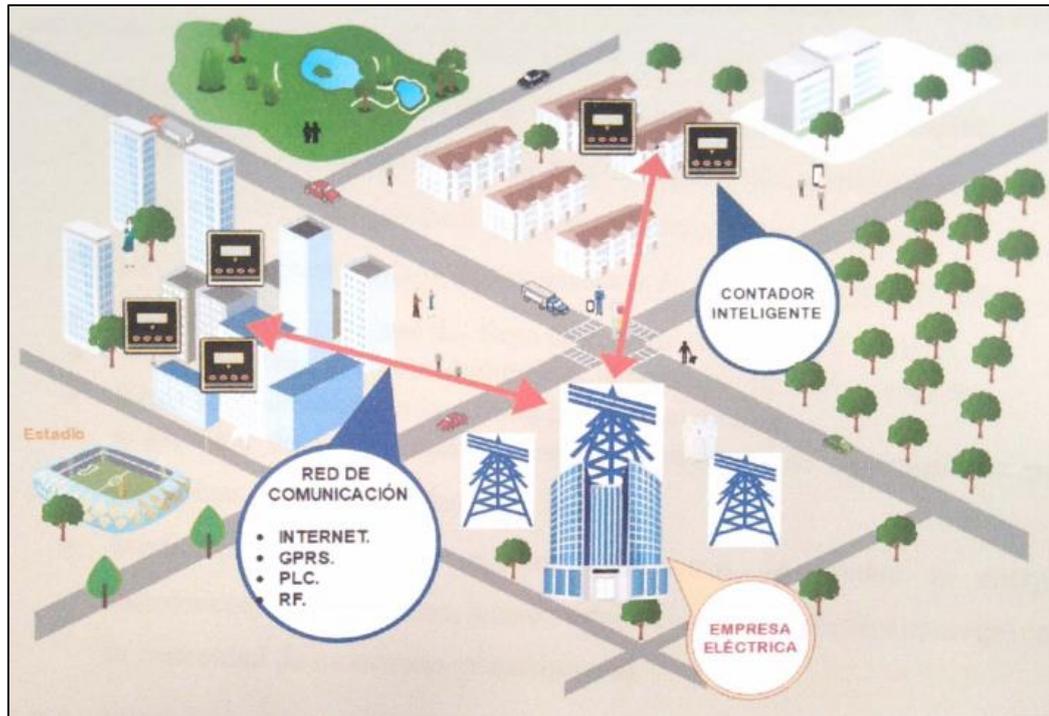


Figura 1. 7 Sistemas de Medición Avanzada.

1.2.8.1. Características de los Sistemas de Medición Avanzada [6].

Esta infraestructura se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, los cuales proporcionan información del consumo de energía eléctrica en tiempo real y a la vez registrar eventos, perfiles de carga, además permiten la transmisión de los datos e información por medio de Internet o redes similares [6].

Algunas de las principales características de estos sistemas se mencionan a continuación [3]:

- Control y registro de los datos e históricos de lecturas y demandas.
- Mejora la calidad de la energía eléctrica generada, permitiendo al usuario disponer de cierto grado de calidad en el suministro energético.
- Fomenta la participación de los usuarios de manera activa en la red.
- Medición bidireccional del flujo de energía (recepción y entrega).
- Incorporación de electrodomésticos al concepto de Red Inteligente. Gestión y administración remota (corte/reconexión).

- Capacidad de auto detectar y reparar problemas de interrupciones para garantizar la disponibilidad de la red.
- Medición y reporte de eventos, parámetros de calidad de energía (armónicos, interrupciones, tensión mínima / máxima, perfiles de carga) con la capacidad de monitoreo en tiempo real.

1.2.9. Normativas Internacionales [39].

Las normas que permiten medir magnitudes eléctricas con dispositivos electrónicos varían; pero la mayoría llegan a un mismo fin en común, tales normas ya sea el Instituto Nacional de Estándar Americano (ANSI) o la Comisión de Electrotécnica Internacional (IEC), proponen características, obligaciones y parámetros técnicos que debe cumplir un medidor de energía, así como sus adelantos tecnológicos actuales se pueden evidenciar como requisitos en ambas normas [39].

Tabla 1. 1 Normas ANSI.

Designación	Título	Aplicación
ANSI C12.1 IEC 62052-11	Código Para Medidores Eléctricos.	Para Características Técnicas y Requerimientos del Medidor.
ANSI C12.10	Medidor Electromecánico de Vatio/hora.	
ANSI C12.20 IEC 62053-22	Medidores Eléctricos Clase de Precisión 0.2 y 0.5	
ANSI C12.18	Especificación de Protocolo Para Puerto Óptico ANSI Tipo 2.	Para Características de Comunicación con el Medidor.
ANSI C12.19	Tablas de Dispositivos Finales de la Industria de Servicios Públicos.	
ANSI C12.21	Especificación de Protocolo Para Comunicaciones Por Modem Telefónico.	

La tabla anterior muestra las seis normas que deben cumplir los medidores electrónicos, las tres primeras detallan datos de fabricación, ensayos, características técnicas, dimensiones de terminales y la exactitud de la precisión de medida de carga a cumplir y las tres últimas los requerimientos, formas necesarias para la comunicación, transporte de datos, la tabla estructural de servicios y uso de canales ópticos, telefónicos con los medidores.

1.2.9.1. Norma IEC 61968 [6].

La implantación de este tipo de infraestructura a nivel internacional tiene como referencia a la norma IEC - International Electrotechnical Commission - (Comité Eléctrico Internacional). La IEC 61968 constituye una extensión de la IEC 61970, que tiene por objeto apoyar la integración entre aplicaciones de una empresa de servicios públicos para conectar aplicaciones dispares que ya están construidas o por implementarse, cada uno apoyado por entornos de ejecución diferentes, el cual cuenta con diversidad de lenguajes, sistemas operativos, protocolos y herramientas de gestión [6]. En la siguiente tabla se muestra algunas normas técnicas que es base para el desarrollo de los AMI.

Tabla 1. 2 Normas Técnicas del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología.

Normas Técnicas Para AMI.		
Normas	Descripción	Aplicación
IEC 61970	Modelo de Información Común	Gestión de Red
IEC 61968	Interfaces de Sistemas para la gestión de la distribución	Gestión de la Red de Distribución
ANSI C12	Estándares Calidad de Medición	AMI
OPEN AMI	Grupo de estándares para la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y Redes de Área Domiciliaria (HAN).	AMI
IEEE 1541	Monitoreo y Control de fuentes distribuidas interconectadas al sistema eléctrico de Potencia.	Generación Distribuida / Respuesta de la Demanda / Almacenamiento de Energía
ASHRAE	Protocolos de Comunicación de Datos para Automatización de Edificios y Control de Redes.	Respuesta de la Demanda / Eficiencia Energética / Modelo Especifico de Dominio.

1.2.9.2. Estándar IEC 61968 – 9.

Dicho estándar especifica el contenido de la información de un conjunto de tipos de mensajes que pueden ser utilizados para soportar muchas funciones de negocio relacionadas con la lectura y control de los sistemas de medición conectados a las redes de distribución eléctrica, así como a otras aplicaciones de medida, incluyendo parámetros no eléctricos como las redes de gas y agua [40].

Las aplicaciones típicas de los tipos de mensaje incluyen:

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

El propósito y alcance de la IEC 61968-9 es definir un estándar para la integración, intercambio de información entre los Sistemas de Medición (MS), que incluye los sistemas manuales tradicionales, y sistemas de Lectura (AMI-AMR) con otros sistemas y funciones de negocios dentro de la Empresa de servicios públicos que se encuentran dentro del ámbito de aplicación de la norma IEC 61968, a excepción de los detalles específicos de protocolos de comunicación que se emplean en estos sistemas los cuales están fuera del importancia de esta norma [41].

Esta norma modela y reconoce las capacidades generales que pueden ser potencialmente proporcionados por las señales de la infraestructura de medición avanzada, incluyendo las capacidades de comunicación de dos vías, tales como [41]:

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

1.2.10. Componentes de un Sistema de Medición Avanzada.

Para que AMI funcione de manera bidireccional, es decir desde el cliente hacia la distribuidora y viceversa, además brinde la posibilidad de que el cliente tenga las opciones de tarifas diferenciadas, registros de la demanda, entre otras y para las Empresas Distribuidoras una eficiente administración de la energía y datos medidos requiere de los componentes que se puede visualizar en la figura 1.8.

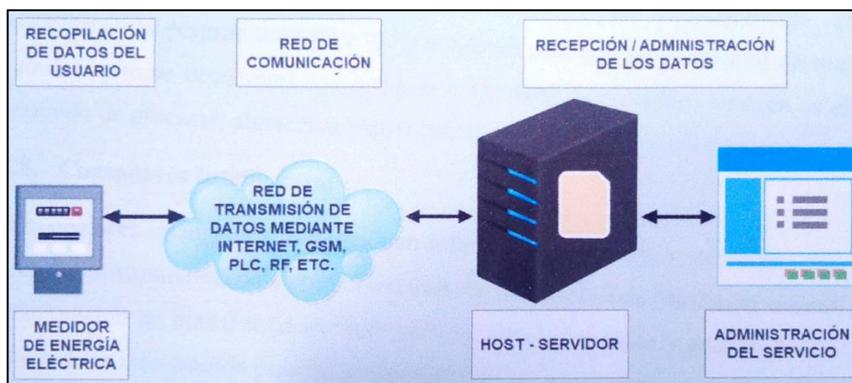


Figura 1. 8 Componentes de los Sistemas de Medición Avanzada.

Los sistemas medición avanzada están conformados por cuatro elementos básicos:

- 1) Contador o Medidor inteligente.
- 2) Concentrador de Datos.
- 3) Red de Comunicaciones.
- 4) Sistema de Gestión de la Información.

El medidor cuenta con funcionalidades que le permiten recolectar y transmitir los datos de consumo hacia los agentes involucrados. La infraestructura de comunicaciones permite transmitir la información para que un sistema de gestión la analice y tome decisiones con respecto a los datos observados; también es el encargado de procesar, almacenar y distribuir la información entre los agentes.

1.2.10.1. Contadores Inteligentes.

Los contadores inteligentes proporcionan información detallada y en tiempo real acerca del consumo realizado por los usuarios, la cual es enviada (mediante una red de transmisión de datos) a un servidor para su almacenamiento y gestión de los mismos. Esta información permite a los proveedores, entre otras cosas, optimizar la generación de energía eléctrica en función de la demanda, lo que permite brindar una mejor calidad del servicio, mientras que a los usuarios les permitiría reducir costes en sus facturas a través de un mejor conocimiento de su consumo [42].

La estructura general del medidor inteligente mantiene los tres elementos principales como son: el sistema de medida, la memoria y el dispositivo de información principal, que ahora es el sistema de comunicaciones. Para ampliar sus capacidades operativas se le añaden los siguientes elementos complementarios [43]:

- Sistemas de alimentación.
- Procesador de cálculo.
- Procesador de comunicaciones.
- Dispositivo de accionamiento o control [44].

1.2.10.1.1. Ventajas y Desventajas de los Contadores de Energía Eléctrica.

Entre las ventajas de los medidores electrónicos inteligentes de energía se tiene:

- Gran precisión en la medición, en comparación con los medidores de inducción y electromecánicos. Esto se debe principalmente a:
 - 1) El uso de sensores de estado sólido para captar las ondas de corriente y tensión, reemplazando las bobinas de tensión y corriente de los medidores electromecánicos y de inducción.
 - 2) El procesamiento de datos obtenidos en el dominio digital.
- Mayor control del consumo de energía, ya que disponen de información tanto el consumidor como la empresa proveedora del servicio (potencia activa, reactiva, aparente, factor de potencia, etc.).
- Puede medir y almacenar otras variables como KWh, KVAh, KVARh, eventos en tensión (huecos y elevaciones), lo que permite realizar un mejor conocimiento de la calidad de energía que se está entregando.
- Permite a la empresa disponer de esquemas tarifarios, que se adapten a la curva de demanda de consumo del servicio.
- Se pueden implementar planes de automatización de la lectura del consumo, evitando el error humano en la realización de la lectura de la medida del consumo eléctrico.
- Existe la posibilidad de implementar el servicio de "energía prepago" mediante tarjetas inteligentes (*smart cards*), lo cual permitirá tener un mejor control sobre la energía consumida, lo que beneficia principalmente a los usuarios ya que consumirán la cantidad de energía que se ajuste a sus necesidades [45], [46].

En resumen, se puede decir que los medidores electrónicos inteligentes han superado a los medidores electromecánicos en cuestión de funcionalidad y utilidad.

1.2.10.2. Concentrador de Datos (Gateway).

Es un recolector de información que cuenta con una alta capacidad de almacenamiento. Recibe la información enviada por los medidores inteligentes y luego la envía a través de la red de telecomunicaciones hasta la empresa de servicios donde se encuentra ubicado el sistema de gestión. En la mayoría de los casos los medidores inteligentes se comunican con los concentradores de datos vía radio frecuencia o usando tecnología PLC (Power Line Communication). El Gateway está ubicado en las subestaciones y/o transformadores de distribución de energía eléctrica (ver fig. 1.9) [31].

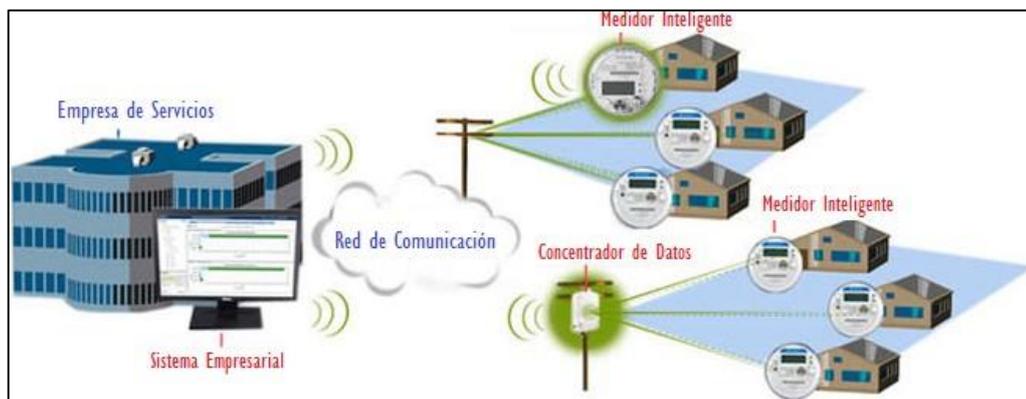


Figura 1. 9 Panorámica de la Función del Concentrador de Datos [31].

En la figura anterior se puede observar cómo los medidores inteligentes se comunican con los concentradores vía radio frecuencia. La recolección de datos se realiza de forma programada, en intervalos de tiempo determinados, además otras funcionalidades incluyen el enrutamiento de los datos de los eventos del medidor inteligente, la configuración remota de los medidores y por supuesto la gestión de las sesiones de comunicación.

1.2.10.2.1. Repetidores de Señal.

Estos equipos están encargados de restablecer y repetir las señales de datos enviadas por los contadores de energía, para enviarlas hacia los concentradores, estos aparatos tienen una pequeña antena que posee el mismo radio de cobertura que la de un concentrador de datos.

Los repetidores de señal son usados para rodear obstáculos bastante grandes como montañas, árboles o edificios los cuales hacen que la red de comunicación entre medidores falle; dichos equipos se instalan dentro de la misma red con la finalidad de que este inmerso en el área de toma y registro de lectura.

1.2.10.3. Infraestructura de Comunicación.

La transmisión de la información desde el medidor hacia el sistema de gestión se puede realizar por dos vías diferentes:

- 1) De forma directa desde el medidor hasta el centro de gestión.
- 2) A través de un concentrador de datos que recibe la información de un grupo de medidores y la transmite al centro de gestión.

En ambos casos, se utilizan medios de comunicación tanto cableados como inalámbricos. La infraestructura de comunicaciones también incluye las herramientas, recursos y métodos necesarios para garantizar la ciberseguridad de la información en el sistema.

1.2.10.3.1. Sistema de Comunicación vía RF – GPRS – MDM.

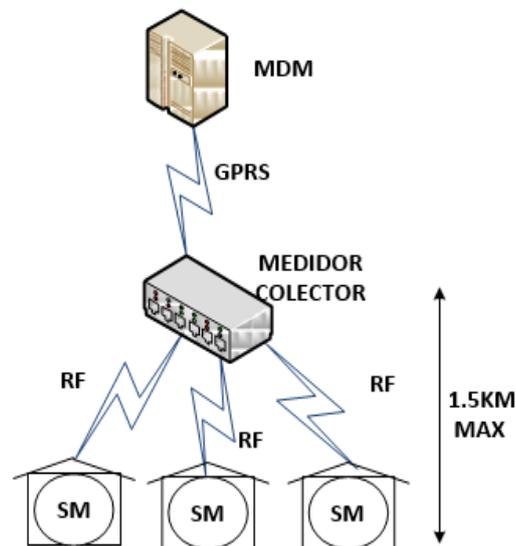


Figura 1. 10 Comunicación radio frecuencia (RF) - GPRS - MDM.

Este sistema de información se basa en una red de comunicación vía RF desde el medidor de energía hasta el MEDIDOR-COLECTOR el cual debe estar instalado en una zona central a todos los medidores del circuito, para luego transmitir los datos adquiridos a la distribuidora mediante un enlace vía GPRS.

1.2.10.4. Topologías de Comunicación.

No obstante, es importante recalcar que existen varias topologías de comunicación aplicadas a sistemas de medición avanzada, los cuales definen la cadena de comunicación usada por los nodos que conforman la red para comunicarse. Las topologías usualmente empleadas en AMI son: estrella, bus, árbol, anillo y malla, los cuales cumplen una misma función, pero con diferentes arreglos físicos de los elementos dentro de una red [47].

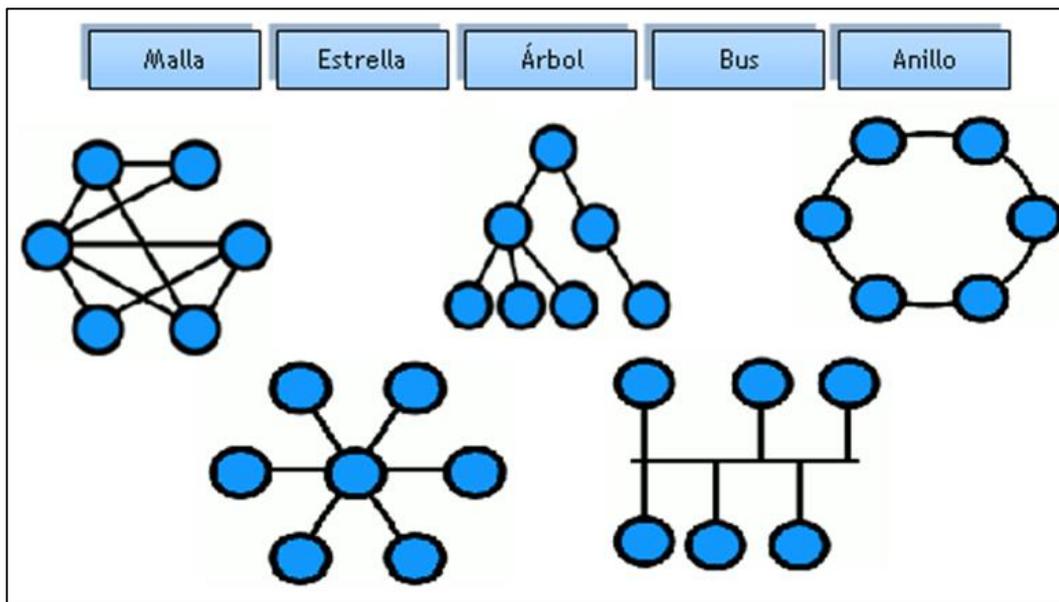


Figura 1. 11 Topologías de Comunicación en Sistemas AMI [47].

1.2.10.4.1. Topología de Comunicación Híbrida/Mixta [48].

Dado lo extensa y heterogénea que puede llegar a ser una red AMI, y una sola topología de comunicación puede no ser viable para su implementación, por lo que una topología híbrida o mixta es la mejor opción, ya que se adapta a la variedad de tipos de topologías de redes y/o componentes presentes en la red, como el uso RF (malla o punto – punto) en zonas urbanas y rurales [48].

Las topologías híbridas tienen un costo muy elevado debido a su administración y mantenimiento, ya que cuentan con segmentos de diferentes tipos, lo que obliga a invertir en equipo adicional para lograr la conectividad deseada [48].

1.2.10.4.2. Topología de Comunicación en Malla o Mesh.

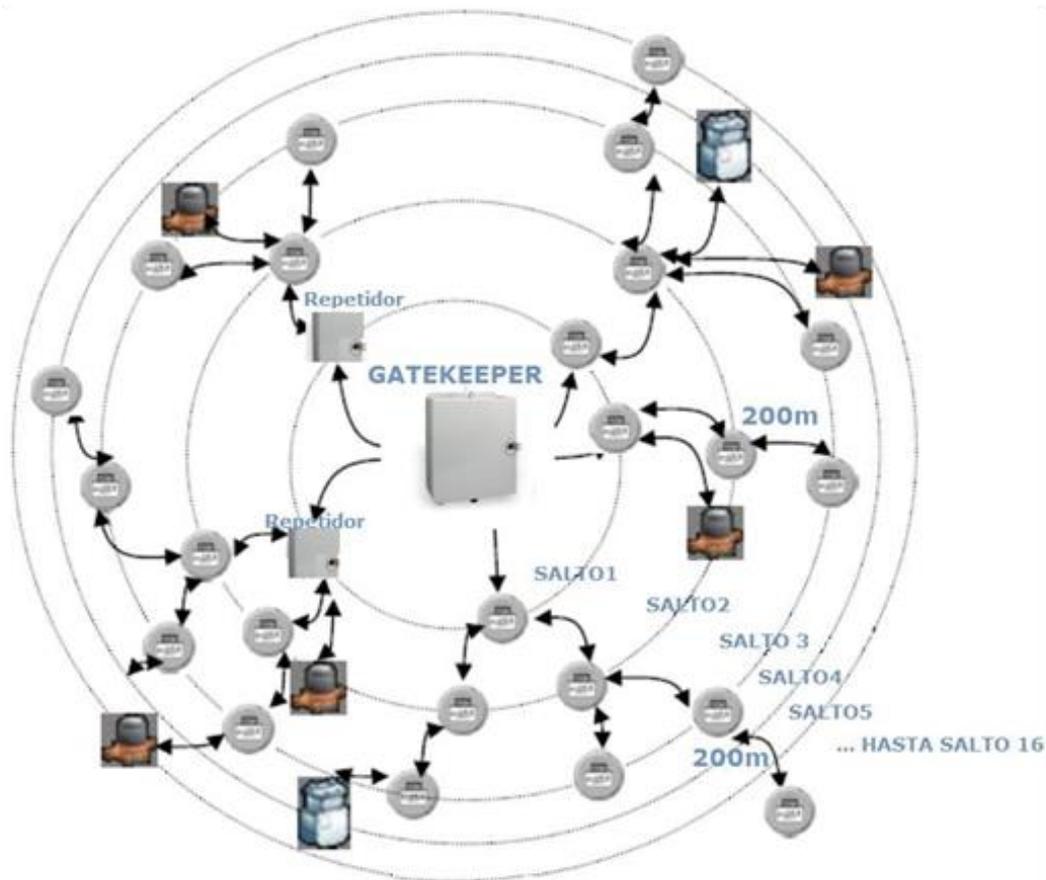


Figura 1. 12 Comunicación en Red Mallada o Mesh [49].

De la misma manera uno de los sistemas de comunicación que permite la interacción mutua medidor-colector y entre medidores es la red en malla o mesh la cual está compuesta por equipos llamados nodos, los cuales se comunican uno con otro para proveer una cobertura de comunicaciones a lo largo de un área muy extensa formando una sola red entre todos los nodos [49].

El resultado de esta interacción es una red única que tiene una cobertura mucho mejor de la que puede proporcionar un solo nodo. Por otro lado, si se solapan varias zonas de cobertura, aunque fallen uno o más nodos, la red se sustenta y sigue operando [49].

Tabla 1. 3 Comparación Topologías de Comunicación.

Descripción	Características	Ventajas	Desventajas
Topología en Estrella	<p>Posee un nodo central que se conecta directamente con los nodos periféricos.</p> <p>Su implementación es para pequeñas zonas concéntricas como centros de estudio, urbanizaciones, etc.</p>	<p>Mayor Comunicación entre Nodos</p> <p>El fallo de un nodo periférico no afecta el funcionamiento de la red.</p>	<p>Toda la carga de tráfico recae sobre el nodo central.</p> <p>El fallo del nodo central puede dejar inoperante toda la red.</p>
Topología en Bus	<p>Tiene un único canal de comunicaciones, llamado bus, al cual se conectan todos los nodos.</p> <p>La implementación de esta tecnología es en zonas de alta densidad poblacional que justifique su costo de instalación.</p>	<p>Todos los nodos comparten el mismo canal para comunicarse entre sí.</p> <p>Requiere menos cable que una topología en estrella.</p> <p>Fácil de conectar nuevos nodos, lo que permite su extensibilidad y su fácil expansión.</p>	<p>Es difícil detectar el origen de un problema ante un fallo de la red.</p> <p>Toda la red fallaría si hubiera una ruptura en el cable principal o bus de datos.</p>
Topología en Árbol	<p>Combina características de la topología en estrella con la de bus.</p> <p>Consisten en un conjunto de subredes estrella conectadas a una subred bus.</p> <p>Su costo de instalación depende del área de aplicación y de la cantidad de equipos a instalar para cubrir dicha área.</p>	<p>Facilita el crecimiento de la red.</p> <p>Los nodos periféricos, que requieren transmitir y recibir solamente de otro nodo, no necesitan de repetidores o regeneradores.</p>	<p>Si falla un enlace que conecta con un nodo hoja, ese nodo hoja queda aislado.</p> <p>Si falla un enlace con un nodo que no sea hoja, la sección entera queda aislada del resto.</p>
Topología en Malla	<p>Un nodo periférico puede comunicarse con otros nodos, por lo que no requiere de un nodo central.</p> <p>Es tipo de topología es adecuado para zonas rurales donde el espacio geográfico está limitado por montañas, árboles y elevación de terreno.</p> <p>Su costo va acorde a su área de implementación.</p>	<p>La información de un nodo puede tomar diferentes rutas.</p> <p>En un eventual fallo de un nodo, la información podrá tomar otra ruta.</p>	<p>Cada nodo se sobrecarga con la información de los nodos anteriores a él, lo cual aumenta los retardos en la comunicación.</p>
Topología en Anillo	<p>Cada nodo se conecta a la siguiente y la última a la primera.</p> <p>Su aplicación se da en zonas donde no existan obstáculos mayores y se tenga una línea de vista entre equipos.</p>	<p>Cada nodo tiene un receptor y un transmisor, que hace la función de un repetidor, pasando la señal al siguiente nodo.</p>	<p>La recepción y envío de información es en una sola dirección.</p>

Fuente: [47]

En la Tabla 1.3 se pudo enunciar las características, ventajas, desventajas y la comparación de cada una de las topologías de comunicación, la decisión de elegir alguna de ellas depende de aspectos como la cantidad de equipos a interconectar, los costos de implementación, la ubicación geográfica y la accesibilidad.

1.2.10.5. Sistema de Gestión de la Medida.

Una vez que la información ha sido captada por los medidores inteligentes, enviada al concentrador de datos y transmitida a través de la infraestructura de telecomunicaciones a la empresa de servicios, el sistema de gestión recibe dicha información a través de un software de gestión, el cual monitorea y controla, los datos recibidos y los dispositivos de campo, relacionados con la automatización del proceso de lectura de medidores y el control a distancia de las acciones de corte y reconexión del servicio.

De esta manera el sistema de gestión de la medida va de la mano con la gestión empresarial encargada del control, toma de lecturas, instalación y puesta en servicio de los sistemas de medición. El área de gestión empresarial es la encargada de proporcionar toda la información necesaria para la implementación de un sistema de medición inteligente AMI, el cual incluye el Software de Gestión y la Plataforma MDM (Meter Data Management MDM), estos dos elementos están sujetos a las capacidades que ofrezcan las empresas proveedoras de soluciones inteligentes (integración de sistemas) y a los requisitos de la empresa de servicios interesada en implementar la solución a la medición inteligente.

Los sistemas de gestión de la información están conformados por dos bloques generales:

- 1) Gestión de la medida - medidor, el cual se encarga de la recepción y transmisión de datos desde y hacia el equipo y;
- 2) Meter Data Management (MDM), que cumple las funciones de almacenamiento y procesamiento de información. El lazo interno dentro del Sistema de Gestión de la Medida representa los datos relacionados con la operación y que circulan permanentemente en la infraestructura de comunicaciones.

1.2.11. Ventajas de los Sistemas AMI [50].

Las ventajas de estos sistemas se ven reflejadas en los partícipes como son consumidor, distribuidor.

- **Consumidor.**

Los sistemas AMI crean ventajas al consumidor aumentando las opciones acerca del servicio y el costo de la misma, mayor información para manejar su consumo, controlar sus precios, mayor confiabilidad, cuentas más precisas y lo más importante es que reducen costos operativos por lo tanto reducen también los costos del servicio eléctrico [50].

- **Empresa Distribuidora de Energía.**

Una de las grandes ventajas que facilita el uso de los sistemas AMI en las empresas distribuidoras es la reducción de la mano de obra externa contratada para la toma y registro de lecturas de los medidores, capacidad de corte y reconexión del servicio; de la misma manera la atención ante quejas y reclamos sería en un mínimo tiempo pues se lo podría realizar sin la necesidad de viajar al sitio del cliente residencial [50].

- **Beneficios de Utilidad.**

Anular la estimación de lecturas, permitiendo una facturación precisa y oportuna, ofreciendo así, un mejor servicio al cliente, de la misma manera proporcionar una base de datos adecuada para un mejor dimensionamiento de los equipos y los dispositivos de protección y comprender de una mejor manera el comportamiento del sistema de distribución [50].

1.2.12. Regulación N.º ARCERNR 002/20 Calidad del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

La calidad de servicio y energía se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobre tensiones y/o deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario, asegurando la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico [51].

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables ARCERNNR se constituye como el máximo ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a Empresas concesionarias, con el fin de cumplir con las disposiciones legales contempladas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el directorio de la ARCERNNR mediante la regulación no. 002/20 supervisará los siguientes aspectos [51]:

- a.) Calidad del Producto.
- b.) Calidad del Servicio Técnico.
- c.) Calidad del Servicio Comercial.

1.2.12.1. Influencia y beneficio del sistema de medición avanzada en la calidad de servicio eléctrico.

- a.) **Calidad del Producto:** Los sistemas de medición avanzada influyen mucho en este aspecto, debido a que se tendrá un registro de los niveles de voltaje, perturbaciones, y valores del factor de potencia entregada al cliente [51].
- b.) **Calidad del Servicio Técnico:** Influye de forma que se mantendrá un registro de todas las interrupciones efectuadas, junto con su clasificación, frecuencia y duración; así como también el total de la energía no suministrada, obteniendo el valor que la Empresa pierde al dejar de facturar durante todo este tiempo [51].
- c.) **Calidad del Servicio Comercial:** Adicionalmente para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores, el sistema de medición avanzada ofrece beneficios trascendentales e influye mucho en cuanto al manejo de servicios comerciales como [51]:
 - c.1.) Estimaciones en la Facturación.
 - c.2.) Resolución de Reclamos Comerciales.
 - c.3.) Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago.

c.1.) Estimaciones en la Facturación: La estimación en las lecturas del consumo mensual de los clientes genera un nivel de incertidumbre tanto para la Empresa como para el cliente, debido a que el valor que la Empresa factura es un promedio. Mediante el sistema de medición avanzada se logrará eliminar de forma progresiva las estimaciones en las lecturas del consumo energético principalmente en las zonas rurales más alejadas de la ciudad de Latacunga como es el caso del sector oriental y occidental, donde las lecturas reales se toman cada tres meses y sin cubrir la totalidad de los clientes debido a que los domicilios se encuentran muy dispersas y están ubicadas en zonas de difícil acceso.

c.2.) Resolución de Reclamos Comerciales: La estimación en las lecturas conlleva a que la Empresa maneje un valor de consumo promedio por cada cliente, y en la mayoría de casos, es muy distante del valor real, produciéndose dos efectos en los clientes: beneficiarlos, facturándoles un valor menor al que consumieron, y perjudicarlos, facturándoles un valor mayor al que consumieron en el último mes.

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

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

c.3.) Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago: Cuando un cliente se encuentra en mora y no ha llegado a un acuerdo para cancelar su deuda con la Empresa, ésta tiene la potestad de realizar la correspondiente suspensión del servicio eléctrico hasta que el cliente cancele el valor que adeuda. Este procedimiento implica que la Empresa delegue una cuadrilla de trabajadores para realizar el respectivo corte, involucrando el uso de recursos como: vehículos para transportarlos, uso de materiales para el corte, llenar registros del cliente, entre otros.

Una vez que el cliente ha cancelado su cuenta, la Empresa debe realizar el proceso de reconexión, que, al igual que el proceso de corte, requiere el empleo de recursos y tiempo valioso para la Empresa y para el cliente.

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

1.2.13. Métodos para Evaluación de Proyectos.

La evaluación de proyectos requiere de métodos de análisis para ver su impacto financiero en el mercado, al ser aceptado o rechazado una vez realizado un análisis de costos de ingresos y egresos, estos métodos se describen a continuación:

1.2.12.1. Valor Actual Neto (VAN) [52].

Se define como el valor actualizado de la corriente de los flujos de caja que ella promete generar a lo largo de su vida. Establece una relación entre Flujos, Tasa de rentabilidad e Inversión, la expresión general del cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{FCNi}{(1+r)^i}$$

Ec. 1

Donde:

FCN = Flujo de Caja Neto.

r = Tasa de Descuento o de Costo de Capital del proyecto.

n = Períodos de la Evaluación.

El VAN indica cuánto valor se creará o destruirá al utilizar la empresa los recursos financieros de los inversores. Proporciona al directivo un elemento de comparación entre las oportunidades de inversión de la compañía y las oportunidades de riesgo similar de que dispone el inversor en el mercado financiero [52].

La forma de interpretar este valor determina si un proyecto es realizable o no, de esta manera la regla de decisión del VAN es la siguiente:

- Si el $VAN > 0$, indica cuánto más gana el inversionista por sobre lo que deseaba ganar, el proyecto es aceptable.
- Si el $VAN = 0$, indica que el inversionista gana sólo lo que deseaba ganar, se tendrá que realizar un análisis de las opciones que brinda el proyecto.
- Si el $VAN < 0$, indica cuánto le faltó al proyecto para que el inversionista ganara lo que deseaba, el proyecto es rechazado.

1.2.12.2. Tasa Interna de Retorno (TIR) [52].

La TIR es la tasa de descuento para la que un proyecto de inversión tendría un VAN igual a cero, es una medida de la rentabilidad relativa de una inversión, la expresión general del cálculo del TIR es la siguiente [52]:

$$VAN = 0 = \sum_{i=0}^n \frac{Fi}{(1 + TIR)^i}$$

Ec. 2

Es importante conocer la TIR del proyecto, pues nos indica cual es la rentabilidad máxima del proyecto. El título de interna se debe a que es la tasa implícita del proyecto en particular y es la incógnita a resolver. La TIR se compara directamente con la tasa de interés k que representa el costo de oportunidad del capital, esto se hace con el objetivo de verificar si un proyecto es realizable o no, por lo cual:

- Si la TIR es $> k$ Aceptar el proyecto.
- Si la TIR es $= k$ Analizar ¿Si el proyecto tiene opciones?
- Si la TIR es $< k$ Rechazar el proyecto, pues el inversionista no gana lo que desea.

No se debe confundir la TIR con la tasa de interés r con la que se calcula el VAN, la cual representa el costo de oportunidad del capital.

1.3. Fundamentación Metodológica.

El propósito principal de este proyecto es contribuir con la fundamentación teórica en cuanto a la validez y funcionalidad de la infraestructura de los Sistemas de Medición Avanzada, como nodo de comunicación bidireccional empresa/consumidor de energía eléctrica en el Ecuador, partiendo de los conceptos básicos presentados en el numeral anterior.

Se escogieron los principales casos de éxito internacionales; el criterio para hacer la selección de casos fue incluir aquellos proyectos de amplia cobertura de implementación.

Se hizo una revisión analítica de las experiencias para con base en ellas presentar las funcionalidades que se espera cumpla un sistema de medición avanzada, los agentes involucrados y los procesos que se requerirán. Se tuvo en cuenta el contexto nacional para determinar los beneficios asociados al estudio, análisis e implementación de sistemas AMI, los escenarios futuros y las barreras que se presentan para alcanzarlos.

1.3.1. Tipo de Investigación.

La metodología que se empleará para desarrollar este proyecto es la investigación cualitativa, la cual es exploratoria y propositiva.

1.3.1.1. Etapa exploratoria.

- Consultar sobre: Definición y funcionamiento del Sistema eléctrico industrial en el Ecuador, y de la Infraestructura de los Sistemas de Medición Avanzada. Antecedentes a nivel mundial, regional y nacional.
- Analizar la configuración y funcionamientos de la red eléctrica ecuatoriana.
- Seleccionar un área de clientes de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A para analizar la factibilidad de la puesta en servicio de los sistemas de medición avanzada.
- Identificar los requerimientos tanto del sector a analizar, como de la empresa prestadora de servicio.

1.3.1.2. Etapa Analítica.

- Determinar cómo responde los sistemas de medición avanzada a dar respuestas a las novedades suscitadas en el sector de análisis y de la empresa proveedora del servicio eléctrico.
- Describir los beneficios ambientales a la hora de implementar los sistemas de medición avanzada en la Provincia de Cotopaxi.
- Realizar un mapa identificando las industrias y la distribución de la red eléctrica del sector.

1.3.1.3. Etapa Propositiva.

- Elaborar un diagrama de bloque para esquematizar el análisis de los sistemas de medición avanzada del sector seleccionado.
- Determinar el tipo de tecnología a usar en el análisis de los sistemas de medición avanzada (Smart Meters, Colectores de Datos y Sistemas de Gestión).
- Seleccionar la Red de Acceso que comunicará los medidores inteligentes con el colector de datos, y la Red de Transporte que conecta los colectores con el Sistema de Gestión.
- Seleccionar el Sistema de Gestión de la empresa que mejor se adapte a los requerimientos del sector eléctrico ecuatoriano.
- Elaborar un plano del sector que muestre todos los elementos del análisis de los sistemas de medición avanzada planteado en el diagrama de bloques. Exponer los beneficios ambientales que representa el análisis de los sistemas de medición avanzada.

1.3.2. Métodos de Investigación.

1.3.2.1. Método Investigativo.

Para la recopilación de la información sobre los diferentes escenarios de un sistema de medición avanzada, sus requerimientos y características se utilizarán fuentes de carácter documental. Como subtipos de esta investigación se considerarán la investigación bibliográfica y la hemerográfica; la primera se basa en la consulta de libros y, la segunda en artículos o ensayos de revistas o periódicos.

1.3.2.2. Método Deductivo.

Para el presente estudio se empleará el estándar IEC-61968-9 - (MR) control y lectura de medidores, con lo que se determinará los requerimientos para la implementación del sistema de medición avanzada.

1.3.2.3. Método Experimental.

Para un futuro escenario de la factibilidad de puesta en servicio, montaje y funcionamiento en el área hacer analizada donde se desea la aplicación bajo el análisis pertinente.

1.4. Conclusiones.

- Los sistemas de medición avanzada cuentan con una infraestructura constituida por elementos de software y hardware que dan una nueva visión de los procesos de distribución y comercialización de energía eléctrica. Así mismo, abren un nuevo panorama de diseño, operación y planeación de la red.
- Las diferentes normas ayudan a las empresas distribuidoras en la selección del tipo de medidor a utilizar en un sistema de medición avanzada.
- El uso masivo de medidores inteligentes permite que todos los agentes involucrados obtengan beneficios en la ejecución de sus roles, y que el cliente participe activamente en la cadena de valor de la energía eléctrica generando así nuevos mercados y posibilidades de negocio.
- El uso de nuevas tecnologías permite dar solución a problemas específicos relacionados con el consumo de energía, de acuerdo al contexto local de cada tipo de usuario final. El panorama nacional presenta oportunidades de negocio, apertura de mercados energéticos y aplicaciones innovadoras que pueden aplicarse en diferentes tipos de usuarios finales.

CAPÍTULO II

PROPUESTA.

2.1. Título del Proyecto.

Evaluar la factibilidad de la puesta en servicio de sistemas de medición inteligente avanzada para clientes ubicados en la Comunidad de Patután de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

2.2. Objetivo del Proyecto.

2.2.1. Objetivo General.

- Realizar la evaluación de la factibilidad de puesta en servicio de Sistemas de Medición Avanzada mediante la inspección del estado de las redes de distribución, medidores y tipos de Clientes de la Comunidad de Patután, para la selección de equipos y tecnología optima acorde al área de estudio.

2.2.2. Objetivos Específicos.

- Describir brevemente el entorno del Sistema de Distribución y Comercialización de la Elepco S.A.
- Evaluar el estado actual de las redes de distribución, clientes, acometidas y medidores en la Comunidad de Patután.
- Detallar el tipo de comunicación y medidor que se podrían utilizar en la Comunidad de Patután.

2.3. Descripción de la Propuesta.

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, tiene por objeto la distribución y comercialización de energía eléctrica en su área de concesión; enmarcada en este contexto su fin es brindar el suministro de energía eléctrica con parámetros de

calidad, confiabilidad y seguridad a sus clientes y usuarios; impulsando de esta manera el desarrollo social, económico y productivo de la Provincia de Cotopaxi.

Por otra parte, asume una misión que propone un accionar responsable con la sociedad y el ambiente, resume la razón de ser de la empresa de acuerdo a estándares, normas, que asegurarán la integridad e imparcialidad del rol de la empresa; buscando de esta manera integrar a un futuro nuevas tecnologías a su sistema de gestión de la medida, empresarial y comercial como lo es la implementación de sistemas de medición avanzada en un área, sector, lugar determinado de su cobertura de servicio, que ayudará mucho al control de pérdida de energía por hurto, lecturas erróneas, la no toma de lecturas por la condición geográfica y ubicación de los contadores eléctricos en zonas lejanas que toma horas en llegar al sitio y sobre todo el uso de recursos para la actividad lo que implica transporte, viáticos, personal, tiempo, etc.

A demás, cabe recalcar que la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A en su plan de inversiones bajo el programa de Rediseño del Sistema Nacional de Distribución (RSND) financiado por el Banco de América Latina CAF año 2015 – 2016, ejecutó la construcción, repotenciación, remodelación y reforzamiento de las redes de distribución, centros de transformación, acometidas y medidores de varios sectores en diferentes cantones, contemplando el cambio de los contadores de energía eléctrica existentes de 110V a 220V, cuya instalación se la hizo en su mayoría dentro del inmueble del usuario.

Uno de los sectores beneficiarios del programa fue la Comunidad de Patután, que en la actualidad aun dispone en su gran mayoría de medidores de energía ubicados al interior del domicilio, lo cual presentan dificultades de acceso a los lectores para el registro del consumo mensual.

Señalada dificultad quebranta en la correcta ejecución de los procesos comerciales de la Empresa descritos en apartados anteriores, teniendo problemas en la facturación, con una consecuente insatisfacción de los clientes por errores de facturación, estimaciones de lecturas, refacturaciones y complicaciones para la ELEPCOSA en las acciones de Gestión de Cartera (corte y reconexión), situación que dentro de los parámetros de calidad deterioran los indicadores de eficiencia de

la Empresa. Adicionalmente, el hecho de que las redes de distribución y acometidas dentro de esta comunidad son aéreas y sobre todo cruzan por terrenos, viviendas sin entrada principal, dificultan aún más las acciones operativas.

Esta situación, demanda y justifica la necesidad de contar con un sistema que sea capaz de permitir el intercambio de información entre los equipos de medición en el predio del usuario y la Empresa Proveedora del servicio eléctrico, para la obtención de los registros de consumo de los contadores de energía y de que adicionalmente se pueda efectuar una gestión directa y automatizada para las acciones de corte y reconexión, situación que a más de solucionar los inconvenientes, quejas y reclamos, mejoran los tiempos de operación y eficiencia en los procesos de gestión empresarial y comercial.

En la actualidad, la tecnología para los sistemas de distribución apunta a la Red Inteligente, que comprende la integración e interoperabilidad de sus sistemas, para el completo control y automatización sobre sus activos. La Red Inteligente, incluyen como una parte de su arreglo los sistemas de infraestructura de medición avanzada, la cual dispone de servicios adaptables a la tecnología moderna, con lo cual, su implementación superaría los actuales problemas de la ELEPCOSA para un sector que se encuentra dentro de toda su área de concesión.

Así, también permitirá contar con información que dará señales en la toma de decisiones y análisis, para el control y mejoramiento de los parámetros de la calidad del servicio (registros de curvas de carga, control de pérdidas no técnicas, perfiles de voltaje, administración de la demanda, proyecciones de demanda, entre otros), para el cumplimiento de las regulaciones vigentes y mejora de sus indicadores. Los conceptos de interoperabilidad e integración de los sistemas, demandan un cambio en la constitución actual de los procedimientos de la distribución y comercialización de energía.

Por lo mencionado, de forma preliminar, la ELEPCOSA requiere emprender un proyecto que facilite el intercambio de información entre los dispositivos de medición y la Empresa Distribuidora, pudiendo obtener parámetros eléctricos y técnicos de las mediciones de los contadores de energía y que adicionalmente se

admite plantear la interoperabilidad de los sistemas, con una visión que posibilite una futura integración a un sistema de Red Inteligente.

2.4. Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.

Primeramente, se iniciará describiendo brevemente el área de concesión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A, su área de comercialización, tarifas de consumo de lecturas, red de comunicación, software actual de uso comercial y estado de las redes de distribución eléctrica a nivel provincial.

Seguidamente se procederá a realizar el análisis del área de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, su red de distribución actual, tipos de medidores existentes, número de usuarios, tarifas y lecturas.

Posterior a ello se describirá las normativas, información, obligaciones y consideraciones que la ELEPCO S.A debe considerar previo a la implementación de sistemas de medición avanzada en su área de concesión, como son los sistemas de adquisición y comunicación de la información de toma, registro de lecturas y eventos, así como las diferentes propuestas de solución bajo la tecnología de medidores inteligentes aplicados en otras distribuidoras a nivel nacional.

2.4.1. Descripción y área de concesión ELEPCO S.A [53].

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. es una empresa que brinda servicios públicos, cuyo negocio principal radica en la distribución y comercialización de energía eléctrica. Su área de concesión alcanza los 5.880,14 Km², en la zona central del país que comprende la provincia de Cotopaxi en la totalidad de sus siete cantones: Latacunga, Salcedo, Pujilí, Saquisilí, Sigchos, Pangua y La Maná.



Figura 2. 1 Área de Concesión Elepco S.A [53].

2.4.3. Comercialización, Cobertura y Clientes Elepco S.A

El sistema de comercialización bajo la ejecución de proyectos mediante procesos de contratación externa por medio del SERCOP (Cotización, Menor Cuantía, Cotización de Bienes y Servicios, etc.), así como el financiamiento BID, AFD y CAF, ha logrado una cobertura del 95,53% de su área de concesión, realizando la instalación de acometidas y medidores, lo cual ha permitido el suministro de energía a un total de 149.875 clientes (corte junio 2021), para las tarifas residencial, comercial, industrial y otros servicios. En la Tabla 2.1 se indica el detalle del número de clientes de la ELEPCO S.A. según el tipo de servicio [54].

Tabla 2. 1 Clientes ELEPCO S.A.

Tarifa	Clientes
Residencial	129.875
Comercial	12.333
Industrial	4.297
Otros	3.370
Total:	149.875

Se debe resaltar que las acometidas y medidores 1 fase – 2 hilos del sector residencial, fueron reemplazados en su mayoría por 2 fases – 3 hilos de manera que el cliente tenga a disposición 220 V como nivel de voltaje, que especialmente es requerido por los usuarios que aplican al programa de cocción eficiente.

2.4.4. Tecnología de la Información y Comunicación [55].

La innovación tecnológica que se ha venido implementando en la ELEPCO S.A. ha sido fundamental para el correcto desarrollo institucional que día a día se encuentra evolucionando e incrementando, lo que ha permitido realizar el control y operación de los equipos del sistema eléctrico, de manera remota mediante el sistema SCADA, la cual busca alcanzar la satisfacción de los clientes internos y externos, respondiendo de esta manera las exigencias actuales [55].

En el ámbito tecnológico y de comunicaciones se deben realizar ciertas actividades que permitan estar en continua innovación. Actualmente está ubicado en un subsuelo con un ambiente húmedo y sin ventilación, con riesgo de inundación.

Adicionalmente la Elepco S.A, ha programado la reubicación del centro informático, en un nuevo edificio, diseñado especialmente para que operen los sistemas informáticos y sus equipos de red, el cual debe contar con las facilidades y avances tecnológicos que permitan un sistema de telecomunicaciones interno fluido y acorde a las exigencias tecnológicas actuales y su futura implementación de sistemas de medición avanzada.

2.4.4.1. Software y sistema actual Elepco S.A [55].

En la actualidad la empresa cuenta con software que permiten analizar y evaluar la red eléctrica las cuales sirven de soporte para las áreas técnicas, operativas y comerciales. A nivel tecnológico se están efectuando las acciones necesarias para implementar nuevos sistemas de comunicaciones internas, adicional a los sistemas que actualmente dispone la Empresa entre los cuales se destacan [55]:

- Sistema de Información Geográfica. (GIS).
- Sistema de Análisis Técnico.
- SCADA y Centro de Control de la Distribución.
- Sistema Comercial IBM iSeries AS/400.

2.4.4.2. Sistema Comercial IBM iSeries AS/400 [56].

En la actualidad la Elepco S.A dispone como software de almacenamiento, consulta y programación de la información el sistema AS/400, el cual se trata de un sistema multiusuario, con una interfaz controlada mediante menús y comandos CL (Control Language) intuitivos en el cual se puede buscar la información de la base de datos disponible: Cuentas, Clientes, Medidores, Postes, Transformadores, procesos de liquidación de proyectos, bodega, materiales, etc. Adicionalmente permite visualizar la información detallada del registro mensual de lecturas de los contadores de energía desde el año de instalación, cortes, suspensión y liquidación de cuentas de los clientes actuales existentes en su área de concesión. El registro de datos de medidores, postes, transformadores, informes, etc., se lo realiza de forma manual una vez que la información ha sido depurada y revisada por los responsables de turno y las diferentes áreas que administran las principales opciones del software para el almacenamiento de la información comercial, financiera y técnica [56].

2.4.5. Análisis Técnico de puesta en servicio AMI en la Comunidad de Patután.

La Comunidad Jurídica de Patután, perteneciente a la Parroquia Eloy Alfaro, Cantón Latacunga, Provincia de Cotopaxi, está ubicada aproximadamente a 8 Km del centro de la ciudad. Es una comunidad dedicada a la agricultura, especialmente al cultivo y cosecha de grandes variedades de claveles, rosas, alelís; además algunos moradores a un disponen de bloqueras donde realizan bloques de varias medidas, también se dedican al comercio, venta de productos de primera necesidad, panaderías, tiendas y locales.

Cuenta con los servicios básicos (luz, agua, internet), transporte urbano (Coop. Sultana de Cotopaxi), cooperativa de camionetas (San Patutrans S.A), taxis (Patutax S.A), un UPC, un centro de salud tipo B, una cooperativa de ahorro y crédito (COAC Santa Rosa de Patután), una iglesia, un centro educativo de educación básica (U.E. Ramón Páez), guardería; un pequeño parque, una plazoleta, etc.

En la actualidad los dirigentes locales han venido gestionado obras en beneficio de la comunidad y se ve reflejado en el actual Parque Náutico Patután, un proyecto que brinda un atractivo turístico para propios y extraños.



Figura 2. 3 Fotografía Panorámica de la Comunidad de Patután.

Adicionalmente Patután constituye ser un sector rural, residencial y comercial, cuenta con una administración directa de Agua Potable y Alcantarillado, Sistema de Riego y microempresas de exportación de rosas y claveles, entre otros.



Figura 2. 4 Patután Rural, Residencial y Comercial.

2.4.5.1. Área de cobertura de sistemas de medición avanzada [57].

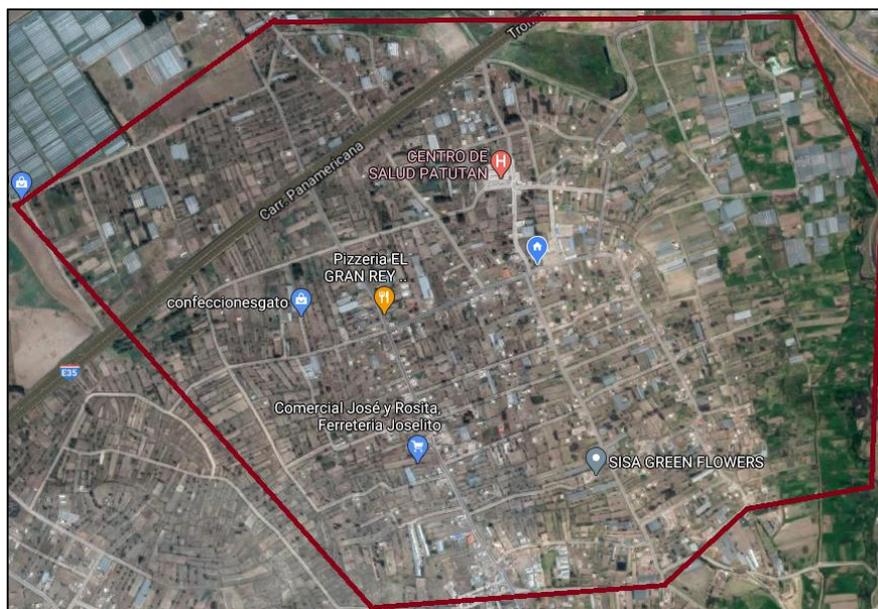


Figura 2. 5 Área de Cobertura Comunidad de Patután.

En la figura anterior se puede observar claramente los límites del área señalada correspondiente a la Comunidad de Patután, donde se busca evaluar la factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, en el cual la mayor parte de los sistemas de medición instalados se encuentran dentro del predio del cliente. Este sector está servido mediante la red aérea que corresponde a la subestación SE/02 SR – Sn. Rafael, a través del alimentador S1 – 02SR13B1S1 (La Calera – Brigada Patria).

2.4.5.2. Red de Distribución actual Comunidad de Patután.

La Comunidad de Patután cuenta con una red de distribución área en MT de 13,8KV y en BT de 120/220V, la red de bajo voltaje en su mayoría se encuentra instalado con el conductor tipo XLPE preensamblada de calibres 2*2+1/0 y 2*1/0+1/0 y un tramo de red desnuda existente de 520mts aproximadamente del tipo de conductor ACSR (aluminio-acero) calibre 2*2+4 (figura 2.6), que para una futura implementación de los sistemas de medición inteligente debe ser cambiado a red preensamblada tipo XLPE.

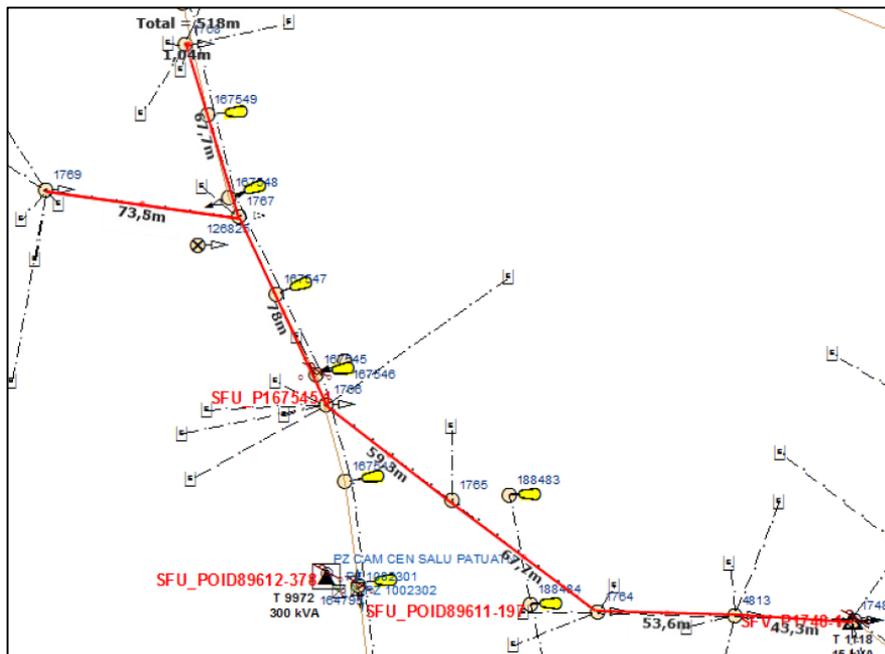


Figura 2. 6 Tramo de Red Aérea Desnuda Existentes en Patután.

Patután se divide en cinco sectores de los cuales la mayor remodelación, repotenciación y construcción de las redes se ha realizado en el sector # 5 donde se puede evidenciar, no en su totalidad la instalación y reemplazo de nueva postería, centros de transformación y alumbrado público [57].

En los demás sectores, aún existen postes dentro de los terrenos, vanos largos, transformadores, luminarias de 70W antiguas y en deterioro, el crecimiento de la comunidad amerita que se realice un análisis de carga para su remodelación y repotenciación en su totalidad con la finalidad de que se disponga de una infraestructura de red de distribución acorde a la demanda existente en el sector.

Como un análisis adicional y en concordancia con las características y requerimientos del proyecto, se puede extender a la medición de carga actual de la red en medio voltaje, así como de los transformadores que se encuentran dentro del área de cobertura, con la finalidad de efectuar balances energéticos y contar con información para optimización, planificación, entre otras. Este análisis, de ser necesario se lo podrá revisar en el Anexo I.

2.4.5.3. Contadores de Energía Existentes en el Sector [58].

La ELEPCOSA, en su programa de Cambio de los Sistemas de Medición año 2015, realizó el retiro de medidores monofásicos (electrónicos y electromecánicos) por bifásicos electrónicos, cabe recalcar que, al no existir un estudio de carga actual, las acometidas de los contadores de energía parten desde los postes que se encuentran en medio de los terrenos, cruzando por viviendas y propiedad ajena con distancias de 50 a 60mts, lo que también puede ocasionar caídas de voltaje en la instalación eléctrica del consumidor final. En la actualidad en el área de concesión ya se tienen instalados medidores de energía eléctrica activa y demanda dos fases tres hilos con radio frecuencia que cumplen con las normas IEC 62052-21 y 62053-11.

De la misma manera, algunos sistemas de medición se encuentran en el interior del predio del cliente, lo que conlleva a la no toma y registro de lectura mensual, que la empresa eléctrica realiza a través de una empresa contratista la cual por medio de sector, ruta y código geográfico llegan hasta el sitio de los contadores de energía.

En el área de concesión donde se realiza el estudio de futura implementación de sistemas de medición avanzada se dispone de una cantidad aproximada de medidores lo cual es de 680 (cantidad obtenida según levantamiento de información física en campo) que corresponde a los clientes dentro del área de cobertura.

Para realizar una comparación de la cantidad de contadores de energía existentes en la Comunidad de Patután, también se obtuvo información del Sistema SIG y Sistema Comercial, con la finalidad de cotejar las diferencias existentes según levantamiento en campo versus lo registrado en los sistemas en mención, los cuales se observan en las siguientes tablas:

Tabla 2. 2 Cantidad de Medidores Dentro del Área de Cobertura – Sistema SIG.

Número de Fases	Nivel de Tensión	Numero de Hilos	Tarifa	Cantidad
1	120V / 127V	2	Residencial	318
	120V / 127V	2	Comercial	22
Total, Monofásicos				340
2	220V	3	Residencial	249
	220V	3	Comercial	38
Total, Bifásicos				287
3	220V	4	Residencial	28
	220V	4	Comercial	35
Total, Trifásicos				63
Total:				690

La tabla anterior se realizó con datos del Sistema de Información Geográfica SIG [58], donde se puede observar que la mayor parte de medidores son monofásicos; según información SIG se dispone de 690 contadores de energía eléctrica en la comunidad de Patután.

La depuración de las cantidades de medidores se realizó clasificando las tarifas registradas en el sistema de información geográfica SIG como son: residencial, comercial, industrial tanto monofásicos como bifásicos asentadas en dicho sistema con corte Marzo 2021.

Tabla 2. 3 Cantidad de Medidores Dentro del Área de Cobertura – Sistema Comercial.

Número de Fases	Nivel de Tensión	Numero de Hilos	Tarifa	Cantidad
1	120V / 127V	2	Residencial	341
	120V / 127V	2	Comercial	10
Total, Monofásicos				351
2	220V	3	Residencial	237
	220V	3	Comercial	56
Total, Bifásicos				293
3	220V	4	Residencial	28
	220V	4	Comercial	30
Total, Trifásicos				58
Total:				702

Con un mismo fin, la tabla anterior se realizó con la base de datos del Sistema Comercial [59], donde también se puede observar que la mayor parte de medidores son monofásicos; según información del sistema Comercial se dispone de 702 contadores de energía eléctrica en la comunidad de Patután.

La depuración de las cantidades de medidores se realizó clasificando las tarifas registradas en la base de datos del sistema comercial como son: residencial, comercial, industrial tanto monofásicos como bifásicos asentadas en dicho sistema con corte Abril 2021.

Tabla 2. 4 Cantidad de Medidores Dentro del Área de Cobertura – Datos Físicos Tomados en Sitio.

Número de Fases	Nivel de Tensión	Numero de Hilos	Tarifa	Cantidad
1	120V / 127V	2	Residencial	10
	120V / 127V	2	Comercial	7
Total Monofásicos				17
2	220V	3	Residencial	585
	220V	3	Comercial	78
Total Bifásicos				663
Total:				680

En la tabla anterior se puede observar la cantidad de medidores existentes en el área de concesión, tomados bajo levantamiento de la información en sitio de usuario a usuario, datos reales que muestran que en el sector se tiene instalado en su mayoría contadores de energía bifásicos.

La cantidad total real de contadores de energía eléctrica entre monofásicos, bifásicos existentes en toda el área de estudio requerido es de 680, los cuales fueron distribuidos según tarifas, tipos y número de fases observados y registrados en sitio con corte Abril 2021 y resumido en la tabla 2.4.

Los datos reflejados en las tablas 2.2 y 2.3, se consideran aproximados, con un margen de error inferior al 3%, puesto que algunos clientes no están registrados en su base de datos por las características de este sector, así como también existen medidores, clientes registrados y que se encuentran dentro de la ruta, secuencia y dirección de Patután, pero al momento de realizar el levantamiento físico dichos contadores de energía y clientes no se encuentran en el área de cobertura de la comunidad de Patután, es ahí donde se tiene diferencias entre la cantidad real tomado en sitio con las cantidades del sistema SIG y sistema comercial que maneja la Elepco S.A.

Como se apreció en la tabla 2.4 alrededor del 2,50% de medidores son monofásicos a dos hilos, un 97,50% son bifásicos a 3 hilos. El tipo de conexión de la mayoría de medidores es directa, es decir se hace directamente a la acometida de baja tensión.

2.4.5.4. Tipos de Medidores Existentes en el Sector Comunidad de Patután.

En base a la información en sitio (tabla 2.4) de la cantidad de medidores de energía existentes en el área de concesión se pudo evidenciar la existencia de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos tanto electromecánicos como electrónicos de diferentes marcas y tipos; así como también la existencia de varias viviendas sin servicio (VSS), que se encuentran dentro del suelo de cobertura los cuales se distribuye de la siguiente manera como se observa en la Tabla 2.5.

Tabla 2. 5 Tipos de Medidores Existentes – Comunidad de Patután.

Fases	Tipo	Cantidad	[%]
1 Fase – 2 Hilos	Electromecánicos	11	1.62
	Electrónicos	6	0.88
	Total, 1 Fase – 2 Hilos	17	2.50 %
2 Fase – 3 Hilos	Electromecánicos	14	2.06
	Electrónicos	649	95.44
	Total, 2 Fases – 3 Hilos	663	97.50 %
Total:		680	100 %

Total, Viviendas sin servicio (Vss) = 60 aprox.

En la tabla 2.5 se puede evidenciar que del total de medidores de energía un 3.68% corresponde al de tipo electromecánico monofásico y bifásico en conjunto, un 96,32% corresponden al de tipo electrónico monofásico y bifásico indistintamente si es electrónico de pantalla digital o pantalla por pulsos.

La distribución planteada en la tabla 2.5 servirá como información preliminar para realizar el pedido de la cantidad de medidores inteligentes y sus características específicas, para cumplir con la cantidad de sistemas de medición instalados actualmente, ya que bajo ninguna circunstancia se debe alterar el tipo de medición y tarifa que actualmente dispone el cliente. La información a detalle de los medidores existentes en el área de cobertura, se encuentran detalladas en el Anexo II Datos de Medidores Comunidad de Patután.

2.4.6. Normativas, información, obligaciones y consideraciones adicionales.

Para el análisis de factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. requiere que, los contadores de energía, tarjetas de comunicación, colectores de datos, red de comunicación y sistema MDM cumplan con ciertas normas, obligaciones y consideraciones adicionales.

Generalmente un requisito básico del sistema que se implemente es que cumpla con una Arquitectura Orientada a Servicios SOA, siguiendo los lineamientos de la Norma IEC 61968-9 Lectura y Control de Medidores la cual se analizó en el capítulo I, en la sección 1.2.9.2.

La parte 9 de la IEC 61968 define la interfaz para la lectura y control de medidores cuyo propósito es definir un estándar para la integración de sistemas de medición (MS), que incluye sistemas manuales tradicionales y sistemas de lectura automatizada de medidores (AMR) (de una o dos vías) y gestión de datos de medidores (MDM).

2.4.6.1. Características y condiciones generales del medidor inteligente.

Los medidores inteligentes a instalar deben disponer de características necesarias para cumplir las funcionalidades que se desean habilitar y los nuevos servicios que se pretenden ofrecer.

La ELEPCOSA tiene establecido un proceso detallado para la compra de contadores eléctricos y también exige requisitos básicos que se fundamentan en las siguientes normas internacionales:

- IEC 62052-11 Equipos de medida de la energía eléctrica (C.A.) Requisitos Generales, Ensayos y Condiciones de Ensayos Parte 11: Equipos de Medida.
- IEC 62053-21 Equipos de medida de la energía eléctrica (C.A.) Requisitos particulares Parte 21: Contadores estáticos de energía activa (clases 1 y 2).

2.4.6.1.1. Medidor Electrónico 2F - 3H con Comunicación RF.

El contador de energía eléctrica debe tener la capacidad de medir y registrar las magnitudes eléctricas como: demanda máxima (Kw), energía activa (Kwh),

reactiva (KVAR), instantáneos como voltaje (V), corriente (A), perfil de carga, instrumentación y monitoreo de calidad de energía.

Para el área de estudio y futura implementación su uso será para clientes con sistemas de medición directa bifásica, además deben estar equipados con tarjeta de comunicación radio frecuencia (RF) e interruptor de corte y reconexión interna.

Así mismo que disponga de las siguientes características y capacidades:

- Habilitar, controlar y monitorear la energía a distancia del medidor.
- La tarjeta RF de transmisión debe encontrarse incorporada al equipo de medición.
- Proveer en sitio todos los perfiles de instrumentación, configurables cada 15 minutos hasta mínimo 37 días tales como: voltajes y corrientes en las fases ABC.

El medidor electrónico a implementar debe cumplir las normas ANSI C12.1, C12.10, C12.18, C12.19, C12.20, C12.21, requeridos para su instalación y puesta en servicio en el área de concesión indicada.

Estas y otras características que para el efecto de la implementación futura de sistemas de medición avanzada se requieren, se encuentran detalladas en el Anexo III Especificaciones técnicas del Contador de Energía.

2.4.6.2. Características y condiciones generales para el concentrador de datos.

El módulo indicado deberá tener las siguientes características y funcionalidades:

- Debe ser totalmente autónomo en su comunicación con la central. En caso de existir ausencia de comunicación hacia los servidores ellos deberán trabajar normalmente hasta que se restablezca la comunicación, durante un tiempo de 24h.
- Poseer alarma de seguridad contra intrusos además debe tener seguridades contra vandalismo.
- Deberá disponer de un circuito de energía de emergencia (backup), además de un sistema de alarma de ausencia de energía.

- Habrá de disponer de memoria necesaria para almacenar todos los datos que sean necesarios de la red, para que en caso de falla de comunicación los datos críticos queden almacenados en el concentrador sin pérdida de datos.
- El concentrador debe ser capaz de soportar las variantes de energía propias de la red eléctrica industrial (120Vac-240Vac), además de tener la capacidad de trabajar con las variaciones de voltaje de las redes eléctricas propias del sitio.
- Debe ser capaz de generar archivos de información de la red con los cuales se pueda analizar las rutas de comunicación de los nodos y la calidad de comunicación de cada uno de los elementos de la red inalámbrica.
- La comunicación del concentrador de datos debe funcionar en bandas de frecuencia de uso libre y deberá apegarse a los reglamentos del Ministerio de Telecomunicaciones del Ecuador.

Estas y otras características que para el efecto de la implementación futura de sistemas de medición avanzada se requieren, se encuentran detalladas en el Anexo IV Especificaciones técnicas del Concentrador de Datos.

2.4.6.3. Características y condiciones generales básicas para la red de comunicaciones.

La red de comunicación será para uso residencial y comercial. Siendo las características más relevantes las siguientes:

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

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

Otras características del sistema de comunicación, se encuentran detalladas en el Anexo V Especificaciones Red de Comunicación.

2.4.6.4. Características y condiciones generales básicas para el centro de control.

EL centro de control debe ubicarse en las instalaciones de la ELEPCOSA por medio del cual se permite controlar las funcionalidades y operaciones del sistema de medición avanzada y en donde se gestiona toda la información relacionada.

- **Software de Gestión de la Información:** Debe ofrecer las capacidades necesarias para ejecutar la gestión del sistema de medición avanzada, incluyendo el manejo y control de los medidores inteligentes e información recolectada. El software de gestión dependerá de las exigencias que se planteen y también de las capacidades del proveedor. Para conocer en detalle las exigencias del software de gestión que la Empresa debe considera, revisar el Anexo VI Especificaciones técnicas del Software de Gestión de Datos y MDM.

2.4.7. Propuesta Técnica a la factibilidad de servicio AMI Comunidad de Patután.

Una vez realizado el análisis técnico del área de estudio, así como el estado actual de las redes de medio y bajo voltaje, centros de transformación, acometidas y en especial los sistemas de medición existentes en el área de concesión donde se efectuará la evaluación de la factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada se propone a criterio abierto lo siguiente:

2.4.7.1. Red Eléctrica.

Para una futura implementación del análisis de puesta en servicio AMI, toda la red de distribución en MV y BV deben estar en óptimas condiciones, para lo cual la ELEPCO S.A deberá realizar previo a su ejecución, el estudio de carga y demanda a la fecha, así como el estado de postes, redes, y transformadores llevando a un análisis de remodelación o repotenciación de la red de distribución en toda la Comunidad de Patután.

2.4.7.2. Medidores de Energía Eléctrica.

Con respecto a los sistemas de medición de energía eléctrica se pudo evidenciar que la mayoría son bifásicos electrónicos 2 fases 3 hilos de varias marcas y características; resaltando como propuesta la disponibilidad en sitio de contadores de energía con radio frecuencia propiedad de la Elepco S.A, la cantidad de este tipo de medidor se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 2. 6 Cantidad de Medidores Existentes con RF en Patután.

Fases	Tipo	Normas	Marca	Cantidad
2 Fases 3 Hilos	Electrónico de Energía Activa y Demanda Con RF	- IEC 62053-21 - IEC 62052-11 - IEC 62056-21 - IEC 62056-61	SUNRISE	34

Del total de 680 clientes existentes en Patután, solo 34 disponen del medidor que cumple en gran parte con las características y condiciones generales requeridas descritas en la sección 2.4.6.1 y en el Anexo III, los demás contadores son del tipo contador por pulsos de varias marcas entre monofásicos, bifásicos electrónicos y electromecánicos.

Una de las principales características de este tipo de medidor instalado en la comunidad de Patután es que su sistema de comunicación vía RF para la toma de lecturas puede alcanzar una distancia de 800 metros con línea de vista directa y 300 metros si hay obstáculos simples alrededor del medidor, también posee un sistema de identificación de objetos (OBIS) la cual define los códigos de identificación para los datos utilizados comúnmente en los equipos de medición eléctrica



Figura 2. 7 Medidor Electrónico 2 Fases 3 Hilos con RF.

Las características de este medidor se detallan en el Anexo VII Medidor Electrónico de Energía Activa y Demanda con RF.

En la tabla 2.5 se detalló a fondo la cantidad de medidores existentes en el área de concesión, a dicha cantidad total de clientes se suma las viviendas sin servicio que se pudo evidenciar en el recorrido, así como un crecimiento poblacional del 4% anual en este caso, dentro de 10 años es decir incremento de 26 clientes por año, dando un total de medidores que la Elepco S.A consideraría adquirir para la implementación de sistemas de medición avanzada en la Comunidad de Patután.

Tabla 2. 7 Cantidad de Medidores Requeridos.

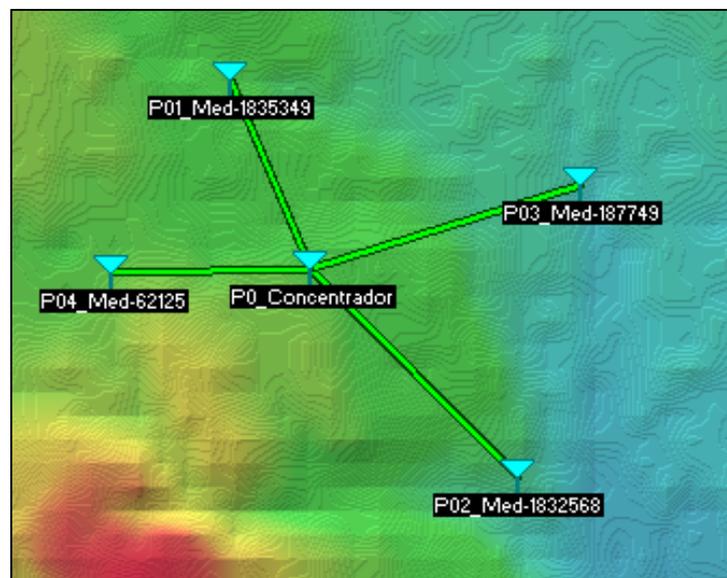
Detalle	Cantidad
Total, de Clientes Existentes Comunidad de Patután	680
Total, Viviendas sin Servicio (VSS) aprox.	60
Crecimiento de la Comunidad de Patután dentro de 10 años.	260
Total, de Medidores Requeridos	1000

Como se puede visualizar en la tabla anterior, se requiere un total de 1000 medidores inteligentes con comunicación RF que cumplan con las características requeridas en el Anexo III.

A demás, como dato se tiene que, 34 de estos tipos de medidores ya existen instalados en el sector de Patután y antes de dar uso a su sistema de comunicación con RF la Elepco S.A deberá realizar la inspección en sitio de su correcto funcionamiento, estado y año de puesta en servicio, con la finalidad de mantener o cambiar dichos contadores de energía.

2.4.7.3. Ubicación Técnica del Concentrador de Datos.

Utilizando el software libre Radio Mobile y las coordenadas de los puntos límites de la comunidad de Patután, se puede realizar el enlace entre puntos desde el último medidor (P01, P02, P03 y P04) hacia el concentrador de datos (P0).



Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 8 Ubicación Concentrador de Datos Comunidad de Patután.

El uso del concentrador de datos, está basado en los requerimientos de un sector eléctrico residencial en general, y que se adapte a los requerimientos de la Elepco S.A para su criterio e instalación en la comunidad de Patután, debido a que el estudio de la propuesta no es para un sector donde exista grandes clientes, por lo que se propone el uso de un solo concentrador de datos que se ubicará en el lado de baja del transformador de distribución que se encuentre en la parte céntrica del área de concesión en estudio, como se observó en la figura 2.8, la cual debe abarcar y recibir por medio de radio frecuencia la información de todos los sistema de medición a la redonda.

Debido a que la Comunidad de Patután es un área no lineal los concentradores tendrán inconvenientes en recibir la información de los contadores de energía por lo que será necesario la instalación de repetidores de señal.

2.4.7.3.1. Línea de Vista Medidor Concentrador.

Tomando como referencia la experiencia en campo y los puntos tomados, se propone usar radios de cobertura de 350 a 400m, dichos valores se aplican para zonas rurales, extensas y de baja densidad poblacional donde existe vegetación o elevación de terreno lo que implica la pérdida de la línea de vista y disminuye el nivel de propagación de las ondas de radiofrecuencia.

La siguiente tabla muestra los límites y distancia del área de concesión a cubrir por el concentrador de datos, su ubicación y distancias.

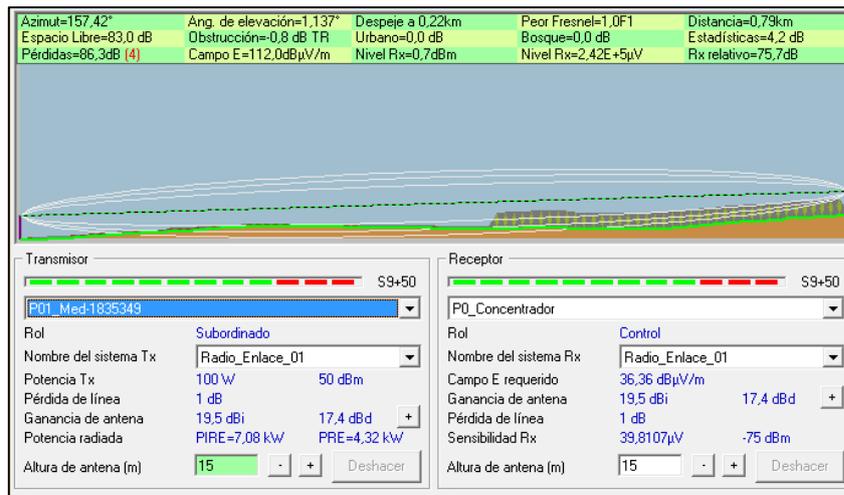
Tabla 2. 8 Límites y Distancias a Englobar por el Concentrador de Datos.

Punto	Descripción	# Poste/Med.	Coordenadas	Distancia
P0	Ubicación Concentrador de Datos	4696-TRF 25KVA S/N	- X= 762290 - Y= 9902547	0km
P1	Límite Norte	199048 Med: 1835349	- X= 761987 - Y= 9903272	0.790km
P2	Límite Sur	136768 Med: 1832568	- X= 763101 - Y= 9901736	1.15km
P3	Límite Este	120096 Med: 187749	- X= 763338 - Y= 9902866	1.09km
P4	Límite Oeste	4715 Med: 62125	- X= 761527 - Y= 9902529	0.760km

Fuente: Radio Mobile.

Mediante el uso de Radio Mobile se puede analizar si existen obstáculos, despeje y pérdidas de señal, para lo cual utilizamos las coordenadas de la Tabla 2.8.

Enlace 01: P01 (Transmisor) – P0 (Receptor).

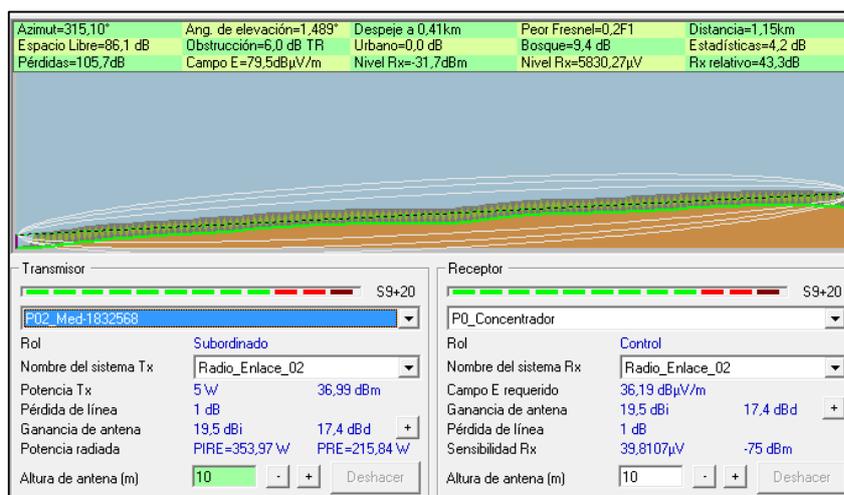


Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 9 Simulación Enlace P01 – P0.

En la Figura 2.9 se puede observar que el enlace entre el **Medidor 1835349** (P01) y el **Concentrador** (P0) es posible, además existe un despeje de 0,22Km del total de la distancia entre estos equipos y 0,57Km de obstáculos lo que podría ocasionar pérdidas de señal debido a que no se tiene una línea de vista precisa, sin embargo por cuestiones de seguridad en la recepción de datos se añadirá un repetidor de señal en un poste para ganar altura de los equipos y cubra toda el área norte de la comunidad de Patután y permita repetir las señales y enviar al concentrador de datos.

Enlace 02: P01 (Transmisor) – P0 (Receptor).



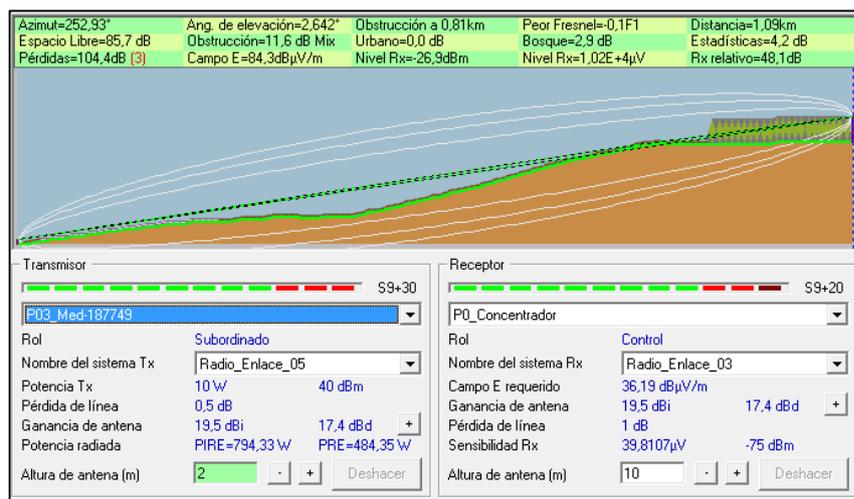
Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 10 Simulación Enlace P02 – P0.

En la Figura 2.10 se puede observar que el enlace entre el **Medidor 1832568** (P02) y el **Concentrador** (P0) no es posible, debido a que se tiene un despeje menor de 0,41Km en comparación con la distancia total hacia el P0 y 0,74Km de obstáculos lo que ocasiona pérdidas de señal entre equipos, por lo que será necesario añadir dos repetidores de señal en postes para ganar altura de los equipos y cubra toda el área Sur de la comunidad de Patután y permita repetir las señales y enviar al concentrador de datos.

La ubicación de estos repetidores se realizará en puntos donde se tenga una altura considerable y sobre todo exista la red de distribución eléctrica en Bajo Voltaje, con la finalidad de que todos los sistemas de medición instalados en el lado Sur puedan enviar datos al concentrador.

Enlace 03: P03 (Transmisor) – P0 (Receptor).

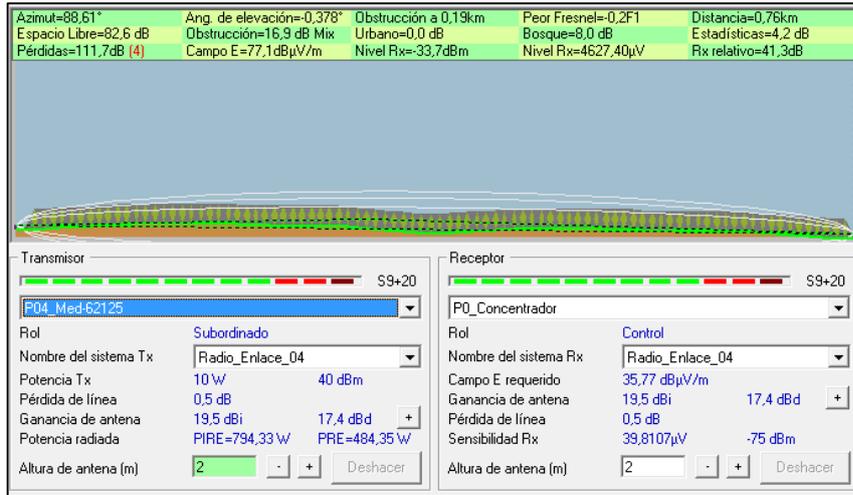


Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 11 Simulación Enlace P03 – P0.

En la Figura 2.11 se puede observar que el enlace entre el **Medidor 187749** (P03) y el **Concentrador** (P0) es posible, además existe un despeje de 0,81Km del total de la distancia entre estos equipos y 0,28Km de obstáculos lo que podría ocasionar pérdidas de señal debido a que no se tiene una línea de vista precisa, sin embargo por cuestiones de seguridad en la recepción de datos se añadirá un repetidor de señal en un poste para ganar altura de los equipos y cubra toda el área Oeste de la comunidad de Patután y permita repetir las señales y enviar al concentrador de datos.

Enlace 04: P04 (Transmisor) – P0 (Receptor).



Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 12 Simulación Enlace P04 – P0.

En la Figura 2.12 se puede observar que el enlace entre el **Medidor 62125** (P04) y el **Concentrador** (P0) no es posible, debido a que se tiene un despeje menor de 0,19Km en comparación con la distancia total hacia el P0 y 0,57Km de obstáculos lo que ocasiona pérdidas de señal entre equipos, por lo que será necesario añadir dos repetidores de señal en postes para ganar altura de los equipos y cubra toda el área Este de la comunidad de Patután y permita repetir las señales y enviar al concentrador de datos.

La ubicación de estos repetidores se realizará en puntos donde se tenga una altura considerable y sobre todo exista la red de distribución eléctrica en Bajo Voltaje, con la finalidad de que todos los sistemas de medición instalados en el punto Este, puedan enviar datos al concentrador.

El concentrador a instalarse debe permitir la recepción de información de todos los sistemas de medición por lo que debe existir una línea de vista por lo menos entre repetidores y el concentrador de datos, además debe cumplir en gran parte con las características y condiciones generales requeridas descritas en la sección 2.4.6.2 y en el Anexo IV.

2.4.7.4. Red de Comunicación Mallada en Patután.

Por medio del análisis de comparaciones entre topologías de comunicación desarrollado en el capítulo I sección 1.2.1.4, Tabla 1.3, donde se pudo describir las características, ventajas y desventajas de cada una de ellas; y una vez analizado la comunicación vía radio frecuencia mediante el software radio Mobile, donde se pudo demostrar que los puntos P02 y P04 no pueden conectarse al concentrador de datos P0, requiriendo estas de repetidores de señal por lo que se elige como propuesta la topología en malla, debido a que su uso es en zonas rurales de condición geográfica montañosa y obstáculos.

Esta red contará con los medidores de energía, repetidores y concentradores de datos los cuales se ubicarán en los siguientes puntos, con la finalidad de obtener una línea de vista precisa con menores obstáculos que permita la interacción bidireccional entre todos los dispositivos de comunicación.

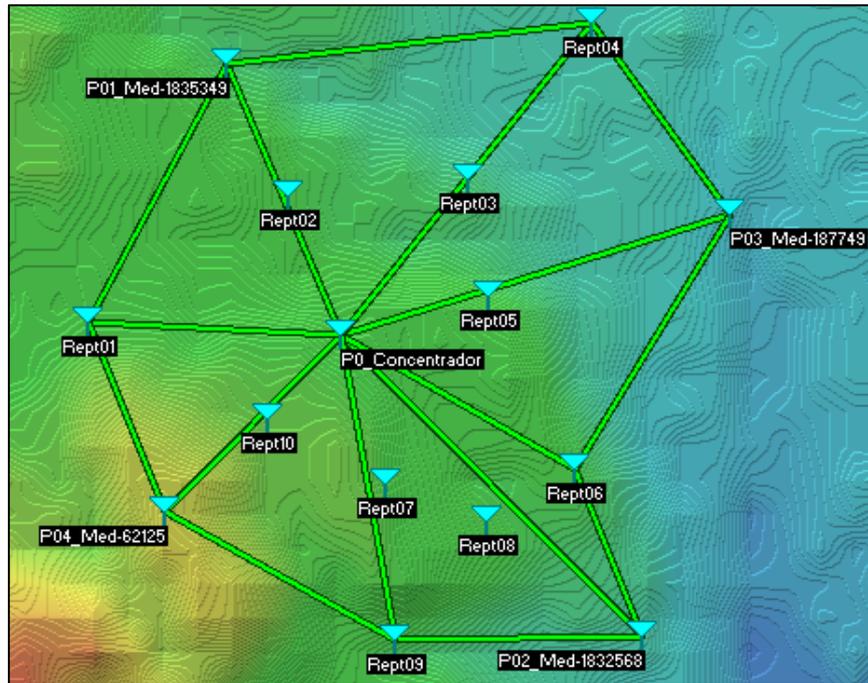
Para seguridad en la recepción de datos por cada punto que limita el área de concesión, se instalará un repetidor en los puntos norte oeste **Rept04**, sur oeste **Rept06**, norte este **Rept01** y sur este **Rept09** lo cuales recibirán las señales de los medidores que se encuentran en su radio de cobertura.

Así como también para los contadores que se localizan en la parte céntrica del área de concesión se instalarán repetidores **Rept02, Rept03, Rept05, Rept07, Rept08 y Rept10** que cubran sus radios de cobertura y reciban datos de todos los sistemas de medición de manera bidireccional, es decir puedan interactuar de transmisor y receptor o viceversa con la finalidad que todos los equipos interactúen entre sí y lleven la información hacia el concentrador de datos.

La ubicación de cada uno de estos puntos se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 2. 9 Puntos de Ubicación de los Repetidores de Señal.

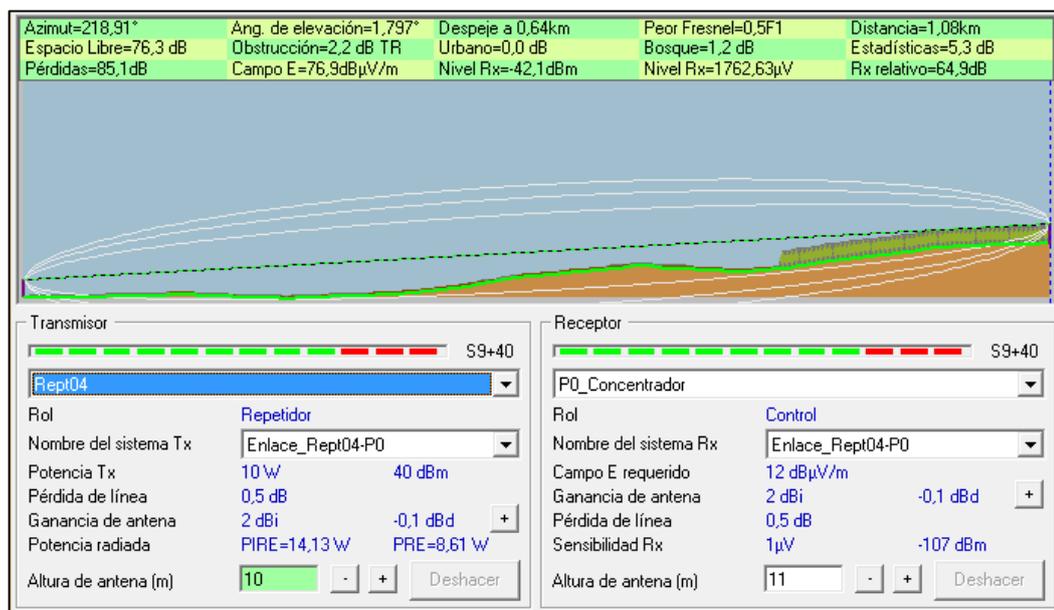
Punto	Descripción	# Poste/Med.	Coordenadas	Altura
P0	Ubicación Concentrador de Datos	4696-TRF 25KVA S/N	- X= 762290 - Y= 9902547	2872m
P01	Límite Norte	Poste: 199048 Med: 1835349	- X= 761987 - Y= 9903272	2856m
Rept01	Norte - Este	Poste: 180241	- X= 761616 - Y= 9902580	2878m
Rept02	Norte	Poste: 4706	- X= 762154 - Y= 9902919	2863m
Rept03	Norte - Oeste	Poste: 106925	- X= 762633 - Y= 9902964	2853m
P02	Límite Sur	Poste: 136768 Med: 1832568	- X= 763101 - Y= 9901736	2842m
Rept06	Sur - Oeste	Poste: 4785	- X= 762922 - Y= 9902183	2862m
Rept08	Sur - Este	Poste: 4752	- X= 762682 - Y= 9902043	2864m
Rept09	Sur - Este	Poste: 106823	- X= 762377 - Y= 9901727	2860m
P03	Límite Oeste	Poste: 120096 Med: 187749	- X= 763338 - Y= 9902866	2829m
Rept04	Norte - Oeste	Poste: 124554	- X= 762968 - Y= 9903380	2839m
Rept05	Oeste	Poste: 4804	- X= 762687 - Y= 9902651	2864m
P04	Límite Este	Poste: 4715 Med: 62125	- X= 761527 - Y= 9902529	2907m
Rept07	Sur - Este	Poste: 4765	- X= 762414 - Y= 9902144	2878m
Rept10	Este	Poste: 4719	- X= 762097 - Y= 9902321	2883m



Fuente: Radio Mobile

Figura 2. 13 Red en Malla Repetidores de Señal.

La figura 2.13 muestra los puntos de ubicación de los repetidores de señal que ayudaran a llevar la información hacia el concentrador, la ubicación de estos se llevó a cabo mediante inspección en campo de los puntos más cercanos y con menores perdidas de señal hacia el concentrador de datos.



Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 14 Simulación Enlace Repetidor Concentrador.

En la figura 2.14 se visualiza el enlace de comunicación entre el repetidor y concentrador, cabe mencionar que dicho punto es el más alejado y con mayores obstáculos, su comunicación con el concentrador es precisa sin pérdidas de la señal.

La empresa distribuidora Elepco S.A será la responsable de aceptar según criterio, requerimientos y presupuesto disponibles, la tecnología propuesta en el presente trabajo, bajo un análisis técnico y económico que beneficie y justifique su puesta en ejecución, para lo cual deberá realizar pliego de contratación donde estipule las necesidades, costos, y características requeridas para la implementación de sistemas de medición avanzada en la comunidad de Patután.

2.4.7.5. Comunicación y Software de Gestión de Datos.

La comunicación se realizará activando el puerto de comunicación Radio Frecuencia disponible en cada medidor hacia los repetidores y de este al colector de datos (P0) cuya recepción de datos también llegará vía radio frecuencia. El dispositivo colector de datos almacenará la información y esta será transmitida al centro de control vía tecnología GPRS donde estará instalado el Software de Gestión de Datos (PEE) para su revisión y análisis correspondiente. La tecnología GPRS es la usada por los teléfonos móviles, la cual permite la conexión a Internet, además marcará la velocidad de transmisión y recepción de los datos del móvil, lo cual será de gran importancia a la hora de realizar las pruebas de comunicación sobre los dispositivos a implementar.



Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 15 Comunicación Colector - MDM via GPRS.

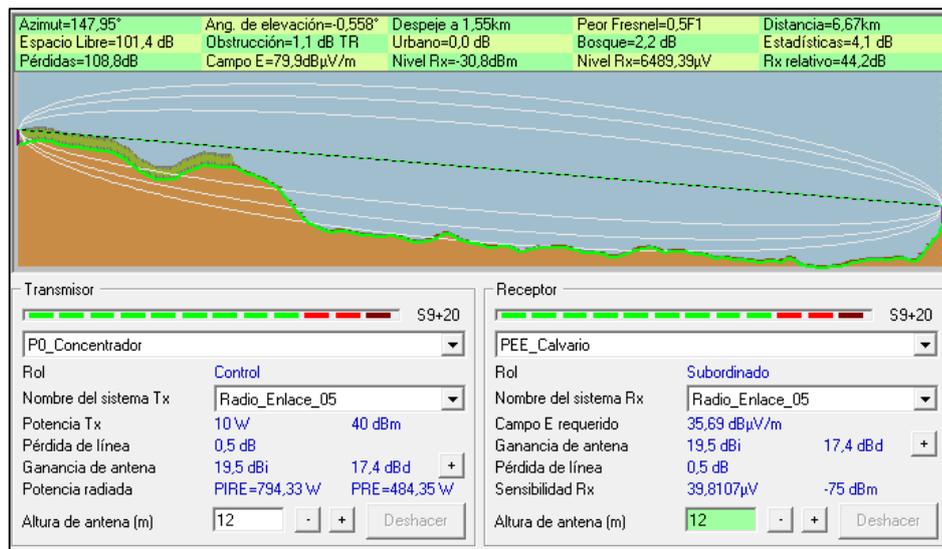
La propuesta del Sistema de Comunicación vía RF – GPRS – MDM en una red Mesh, queda a criterio libre de ser aceptada como inicios de implementación y pruebas de puesta en servicio AMI en la Comunidad de Patután, dicho sistema deberá emplear bandas de frecuencias de uso libre que cumplan con los reglamentos del Ministerio de Telecomunicaciones, así como los requerimientos detallados en el Anexo V.

Con respecto al Software de Gestión de Datos Medidos, la cual será administrada y custodiada por Elepco S.A, debe cumplir con los parámetros descritos en el Anexo VI. En lo futuro es disponer de una plataforma MDM (Meter Data Management) para realizar la gestión de datos a nivel masivo, conforme se tenga resultados positivos de la propuesta en el área de cobertura en el mediano plazo.

Tabla 2. 10 Datos de enlace Colector – MDM.

Punto	Descripción	Dirección	Coordenadas	Altitud
P0	Concentrador de Datos	SE – 141°	- X= 762290 - Y= 9902547	2872m
PEE	Sistema MDM	SE – 149°	- X= 765831 - Y= 9896918	2811m

Línea de Vista Concentrador - Sistema MDM.



Fuente: Radio Mobile.

Figura 2. 16 Simulación Enlace P0 – PEE.

En la Figura 2.16 se puede observar que el enlace entre el **Concentrador (P0)** y el **MDM (PEE)** es posible, además existe un despeje considerable libre de obstáculos lo que ayuda a una recepción óptima de la señal, ya que se tiene una línea de vista precisa. La Elepco S.A. deberá considerar un cuarto de control y manejo del Software de Gestión de Datos, así como sus dispositivos de comunicación con el Concentrador de datos instalado en la Comunidad e Patután.

2.4.8. Rentabilidad del Proyecto de Sistema de Medición Avanzada.

Utilizando los conceptos del VAN y TIR antes descritos, se analizará la rentabilidad del proyecto, estos dos indicadores serán calculados considerando los Flujos de Efectivo (FFj) que el proyecto produciría como avance sobre una proyección de 15 años, para lo cual se debe realizar un análisis económico del costo de implementación de sistemas de medición avanzada en la Elepco S.A, costo de la inversión inicial (FF0), así como la estimación de un valor económico a las actividades, procesos, oportunidades y potenciales que la Empresa viene desempeñando en la actualidad y que ayuden a la recuperación de la inversión del proyecto bajo un impacto potencialmente positivo.

2.4.9. Beneficios de los sistemas AMI en la Sociedad y Medio Ambiente.

- El aumento de la eficiencia energética del sistema eléctrico tiene impactos positivos en el medio ambiente al reducir las emisiones de CO₂ de plantas térmicas, y dando participación a fuentes de energía renovables.
- La apropiación y uso de nuevas tecnologías promueve la necesidad de recurso humano capacitado.
- Eleva el nivel educativo y tecnológico de la sociedad, ofreciendo ventajas para los clientes del sector.
- .Precios más justos de la energía ya que se brinda un mejor servicio al cliente.
- Acceso de los clientes a tarifas flexibles.
- El cliente en cualquier momento podría revisar sus consumos vía Internet para tomar decisiones de ahorro de energía voluntario. Lo cual supera la disposición de información mensual en las planillas actuales.

2.5.Conclusiones capítulo II.

- El área de estudio para la factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, muestra en su mayoría la existencia del 87.5% de clientes con tarifa residencial y el 12.5% de clientes con tarifa comercial que aún tienen instalados dentro o fuera de su domicilio medidores de energía eléctrica de varios tipos y marcas, los cuales un 2.5% de ellos son de 1 fase – 2 hilos y un 97.5% son de 2 fases – 3 hilos del tipo electrónicos, electromecánicos, destacando de entre estos los medidores con comunicación radio frecuencia los cuales se podrían utilizar y estar inmersos al momento de ejecución de la propuesta de estudio.
- Por medio del software libre Radio Mobile se pudo realizar el enlace entre puntos lo cual nos permitió demostrar que existe comunicación entre equipos, así como la necesidad de instalar repetidores de señal lo cuales ayudarán a la recepción y envío de datos hacia el colector de manera bidireccional entre ellos, ya que se instalarán dentro de una red mallada que cubra el área de estudio propuesto.
- Una red en malla es óptima para un sector rural donde se tiene clientes con tarifa residencial y comercial cuyos sistemas de medición y domicilios se encuentran equidistantes entre sí, por lo que dicha red de comunicación permite la interacción mutua entre equipos medidor-repetidor y colector de datos abarcando todos los límites del área de concesión en estudio, pudiendo a futuro extender mediante repetidores que permitan la comunicación con otros medidores que estén fuera del área de la comunidad de Patután.
- La instalación de repetidores de señal en una red mallada ayuda mucho a la comunicación y recepción de datos de los medidores inteligentes hacia el concentrador de datos, debido a que es un equipo que trabaja como emisor y receptor de la información evitando pérdidas de señal por obstáculos.

CAPÍTULO III.

APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA.

3.1. Análisis de los resultados.

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A cuenta con 149.875 (corte Junio 2021) clientes en toda su área de concesión, de estos, 680 clientes se encuentran ubicados en la Comunidad de Patután donde se realiza el análisis de factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, cada cliente dispone de equipos de medición de diferentes marcas, tipos y clases Tabla 3.1 entre los que sobresalen se tiene:

Tabla 3. 1 Marcas de Medidores de Energia propiedad de Elepco S.A.

CIECSA	CONTELECA	FAE	GEE	GALILEO
HEXING	HOLLEY	HUABANG	KRIZIK	LINITN
SLUMBERGER	STAR	SUNRISE	TEPCO	HUIZHOU

La información que se muestra en la tabla anterior son resultados del levantamiento físico realizado en el área de concesión del presente análisis de factibilidad en el mes de Abril del 2021, la mayoría de estos medidores disponen como visualizador de lectura del tipo electromecánico, electrónico por pulsos y LCD.

Como resultado de la inspección en sitio se pudo visualizar la existencia de medidores electrónicos con comunicación radio frecuencia, los cuales cumplen con las normas que van desde la descripción de la interfaz de comunicación, el control del equipo, monitoreo, y parámetros como:

- ANSI C12.20 Precisión en la medición
- ANSI C12.18 Puerto Óptico
- ANSI C12.19 Utilidad Industrial de Tablas de Dispositivos.

- ANSI C12.21 Comunicación mediante modem telefónico.
- ANSI C12.22 Interface de comunicación de red de datos.

3.2. Validación técnica -económica de los resultados:

Los resultados del análisis tecnológico de equipos y dispositivos realizados como propuestas para la factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, van acorde al planteamiento del problema y a los objetivos planteados en el presente trabajo, por lo que la validación técnica - económica se realiza buscando la rentabilidad de un proyecto de medición avanzada, en el área de concesión, cuyo análisis económico sería un marco de referencia respecto al funcionamiento, requerimientos técnicos que debe disponer y conocer para una implementación futura de sistemas de medición avanzada que cubran un área representativa de la Elepco S.A dando solución a los problemas planteados y sobre todo al manejo y desarrollo de la telemedición y telegestión.

De la misma manera, por medio de los datos proporcionados por las diferentes áreas de la Elepco S.A (Anexo VIII), los cuales van en conjunto para el cálculo con los diferentes costos y variables que permiten determinar el análisis de la factibilidad del proyecto, dichos datos se observan en la siguiente tabla:

Tabla 3. 2 Datos necesarios para partir con el Análisis de Factibilidad.

Datos Proporcionados Por las Diferentes Áreas y Direcciones Elepco S.A.	Dato	Unidad
% Medidores Manipulados por el Cliente	9,27%	%
Kwh no facturado al mes	164	Kwh
Costo Tarifario Residencial Comercial	\$ 0,09	Ctv.
Costo Por Refacturación	\$ 0,13	Ctv.
Consumo Mes de Julio 2021 (Patután)	1.215,35	Kwh
% Perdidas no Técnicas 2020 Área de Concesión	1,80%	%
% Promedio Morosos	5%	%
Rango Consumo Mensual (Patután)	150	Kwh
Costo Compra de Energía	3,19	ctv/Kwh
Costo Venta de Energía	9,01	ctv/Kwh
Costo Neto de Energía	5,82	ctv/Kwh
% Promedio Reclamos (Patután)	4%	%
Costo del Combustible	\$ 1,76	USD

Los resultados de un análisis económico ayudarán a evaluar la rentabilidad de los precios empleados en un proyecto, por lo tanto, la valoración económica se realizará en base al análisis de los procesos que la Elepco S.A ejecuta actualmente y costos del proyecto, así como las oportunidades que representan para el cliente.

Los costos, beneficios de las variables que permiten analizar la factibilidad del proyecto en propuesta son:

- Costos por cambio de medidores y refactoraciones.
- Costos recuperación de energía por pérdidas no técnicas.
- Beneficios en el ahorro de la toma de lecturas.
- Beneficios en ahorro de cortes y reconexiones.
- Costos de la energía fuera de servicio.
- Costo de oportunidad para el cliente.
- Costo transporte grupo de trabajo.

3.2.1. Costos por Cambio de Medidores y Refactoraciones.

Según datos de la Jefatura de Control de Energía (corte Junio 2021) por pérdidas no técnicas se tiene que el 9,27% [60] del total de medidores han sido manipulados por el cliente, lo que implica que, por concepto de energía consumida no facturada, la Empresa pierde mensualmente 164Kwh [60] aproximadamente por cada medidor.

A continuación, se calcula los beneficios que la Empresa obtendrá con el cambio de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos tanto electromecánicos como electrónicos existentes en el área de concesión.

Según datos detallados en la Tabla 2.5 sección 2.4.5.4 capítulo II se tiene como información lo siguiente.

Tabla 3. 3 Cantidad de Medidores a Cambiar.

Fases	Cantidad
1Fase – 2Hilos	17
2Fases – 3Hilos	662
3Fases – 3Hilos	1
Total	680

A demás la Elepco S.A., tiene un costo promedio de cargo tarifario energético comercial y residencial de 0,09 ctv [61], así como el costo que se cobra por concepto de refacturaciones que es de 0,13 ctv [59] por Kwh perdido anualmente, por lo tanto, la evaluación se aprecia en la siguiente tabla:

Tabla 3. 4 Costo por Cambio de Medidores y Refacturaciones.

A	B	C	D	E	F
Medidores a Cambiar	Kwh Perdidos al Mes	Kwh Perdidos al Año	USD Perdidos al Año	USD por Refacturación	Costo Final
(680*9,27%)	(A*164Kwh)	(B*12meses)	(C*0,08ctv)	(C*0,13ctv)	(D+E)
63,036	\$ 10.337,90	\$ 124.054,85	\$ 11.164,94	\$ 16.127,13	\$ 27.292,07

En base a los resultados que se muestran en la Tabla 3.4, se espera que la Elepco S.A tenga un flujo total debido a los costos por cambio de medidores y refacturaciones sea de **USD \$ 27.292,07** en el primer año y a partir del segundo año en adelante un flujo de **USD \$ 11.164,94**.

3.2.2. Costo Recuperación de Energía por Pérdidas no Técnicas.

La recuperación de energía por pérdidas no técnicas, requieren de un equipo especial de medición en la comunidad de Patután, el cual permita realizar balances energéticos precisos, así como el consumo total en Kwh del sector, en base a este concepto y refiriéndose a los índices generales de pérdidas de la Elepco S.A el cual indica un 1,8% [62] en el año 2020 y según datos proporcionados por el área comercial se tiene que en el sector de la comunidad de Patután existe un consumo promedio en el mes de Julio 2021 de 1.215,35 Kwh/mes. El análisis para estimar el costo de recuperación de energía se observa en la siguiente tabla:

Tabla 3. 5 Costo Recuperación de Energía.

A	B	C
Kwh de Energía Recuperada al Mes	USD de Recuperación Económica al Mes	USD de Recuperación Económica al Año
(Kwh/mes*1,8%)	(A*0,09ctv)	(B*12meses)
\$ 21.876,30	\$ 1.968,87	\$ 23.626,40

En consecuencia, a los resultados de la Tabla 3.5, se espera que la Elepco S.A tenga un flujo de efectivo anual por concepto de recuperación de energía por pérdidas no técnicas de **USD \$ 23.626,40**.

3.2.3. Beneficios en el Ahorro de la Toma de Lecturas.

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A para la actividad de toma de lecturas lo realiza mediante contrato con empresas externas que muestren experiencia en dicha actividad, lo cuales mediante sectores y rutas se distribuyen para cumplir con la toma y registro de lecturas de casi todos los contadores de energía existentes en la Provincia.

Según datos proporcionados por el área comercial de la Elepco S.A se tiene:

Tabla 3. 6 Precio Unitario Por Toma de Lecturas.

Código CPC	Rubro	Unidad	Precio Unitario USD
859901512	Servicio de Toma de Lecturas SECTOR URBANO	UN	0,11ctv
	Servicio de Toma de Lecturas SECTOR RURAL	UN	0,20ctv
	Servicio de Toma de Lecturas SECTOR RURAL MARGINAL	UN	0,77ctv

Fuente: [59]

Para el análisis del beneficio por toma de lectura, y como la Comunidad de Patután se encuentra en un Sector Rural, el costo a emplear para la evaluación es de 0,20ctv por cada lectura tomada en el sector del área de concesión en estudio, dicha valoración se aprecia en la siguiente tabla:

Tabla 3. 7 Costo Toma de Lecturas.

A	B
USD Mensual Por Toma de Lecturas	USD Anual Por Toma de Lecturas
(680*0,20ctv)	(A*12meses)
\$ 136,00	\$ 1.632,00

En conclusión, la Empresa esperaría tener un flujo de efectivo anual por concepto en el ahorro de toma de lecturas de **USD \$ 1.632,25**.

3.2.4. Beneficios en el Ahorro de Cortes y Reconexiones.

Los datos para el análisis de este beneficio corresponden a los proporcionados por el área de Cartera y Agencias [63] de la Empresa, los cuales mediante estudios realizados ha mantenido los valores, tomando como referencia contrataciones anteriores, precios establecidos en las fichas técnicas del SERCOP y Convenio Marco, así como procesos de Subasta Inversa Electrónica ejecutadas en otras distribuidoras llegando a determinar los siguientes valores unitarios para cortes y reconexiones:

Tabla 3. 8 Precio Unitario Por Corte y Reconexión.

Código CPC	Rubro	Unidad	Precio Unitario USD
859901515	Corte en Bornera Urbano	UN	1,00
	Corte en Bornera Rural	UN	1,50
	Reconexión en Bornera Urbano	UN	1,20
	Reconexión en Bornera Rural	UN	1,35

Fuente: [63]

Para determinar el valor por Cortes y Reconexiones, se ha considerado la suma de los precios unitarios, tomando en cuenta que Patután se localiza en una zona rural, se tiene que el precio por esta actividad es de \$ 2,85ctv. Por otra parte, en promedio el 5% [62] del total de clientes de la comunidad de Patután son morosos.

El cálculo para el costo por cortes y reconexiones se valora en la siguiente tabla:

Tabla 3. 9 Costo Por Corte y Reconexión.

A	B	C
Corte y Reconexión Clientes Morosos	USD Mensual Por Cortes y Reconexiones	USD Anual Por Cortes y Reconexiones
(680*5%)	(A*2,85ctv)	(B*12meses)
\$ 34,00	\$ 96,90	\$ 1.162,80

En base a los resultados mostrados en la Tabla 3.9 se estima que anualmente la Elepco S.A generaría un flujo de efectivo de **USD \$ 1.162,80** por concepto de ahorro de cortes y reconexiones.

3.2.5. Costos de la Energía Fuera de Servicio.

Este dato corresponde al costo directo de la energía fuera de servicio durante el lapso que dura el corte de servicio por falta de pago hasta su restablecimiento, es decir es la energía que la empresa deja de facturar durante el tiempo que permanece el cliente sin el servicio de energía eléctrica.

Para el cálculo se necesita conocer el consumo promedio mensual de un cliente con tarifa residencial y/o comercial, así como los costos de compra y venta de energía.

El nivel de consumo mensual de un cliente con servicio de energía en Patután está en el rango de 50 a 110Kwh, por lo que se considera un consumo promedio total mensual sobre los 150Kwh independiente de la tarifa residencia/ comercial, cuyo costo es de 9,01ctv/Kwh según pliego tarifario [61].

Como dato requerido para el análisis en mención, se tiene que la compra de energía es de 3,19ctv/Kwh costo emitido por el área de planificación de la Empresa [62], cuya diferencia con la venta de energía daría como resultado el costo neto de la energía el cual es de 5,82ctv/Kwh.

Por consiguiente, la valoración del costo de energía fuera de servicio se expresa en la siguiente tabla:

Tabla 3. 10 Costo por Energía Fuera de Servicio.

A	B	C	D	E
Promedio Estimado de Consumo Diario de Energía área Rural Kwh/día	Promedio Mensual Clientes Para Corte por Falta de Pago	Costo Diario de Energía Fuera de servicio por Usuario	USD Mensual Por Energía Fuera de Servicio	USD Anual Por Energía Fuera de Servicio
(150Kwh/30días)	(680*5%)	(A*5,82ctv/Kwh)	(B*C)	(D*12meses)
5,00	34,00	\$ 29,10	\$ 989,40	\$ 11.872,80

Por lo tanto, se estima que anualmente la Empresa tenga un flujo de efectivo por costos de energía fuera de servicio de **USD \$ 11.872,80**.

3.2.6. Costos de Oportunidad Para el Cliente.

Es el costo de ahorro del cliente al no acercarse a las oficinas de la Empresa hacer lo reclamos por varios daños del medidor, fallas del suministro eléctrico, la no toma de lecturas o errores en la facturación entre otros.

Las horas que pierde un cliente de Patután en acercarse a la Empresa, así como el costo por hora, el cual está en función del salario básico unificado para el año 2021 (US\$ 400,00), son los datos a considerar para realizar los cálculos de este costo, además como dato proporcionado por el área comercial [53] se tiene un aproximado del 4% de reclamos en toda el área de concesión en estudio.

Un aproximado de horas que un cliente de Patután pierde es de 5 horas de su día, así como USD\$2,00 en gasto de transporte para acercarse a las oficinas centrales y esperar la atención a cualquier pedido. La valoración de este costo se visualiza en la siguiente tabla:

Tabla 3. 11 Costo de Oportunidad para el Cliente.

A	B	C	D	E	F	G
Reclamos Mensuales	Costo Día de Trabajo (USD\$)	Costo de Una Hora de Trabajo (USD\$)	Costo Horas Perdidas en Hacer el Reclamo	Gastos Transporte Cliente Patután	Costo Total del Cliente	USD Anual del Cliente Patután
(680*4%)	(\$400/30días)	(B/8h)	(C*5h*A)	(A*\$2)	(D+E)	(F*12meses)
27,20	\$ 13,33	\$ 1,67	\$ 226,67	\$ 54,40	\$ 281,07	\$ 3.372,80

Según la evaluación mostrada en la Tabla 3.11 la Empresa esperaría un flujo de efectivo anual de **USD \$ 3.372,80** debido al costo de oportunidad para el cliente que el sistema de medición avanzada generaría para los clientes de la Elepco S.A.

3.2.7. Costos Transporte Grupo de Trabajo.

Este valor está relacionado al costo de transporte del grupo de trabajo de la Empresa al sitio donde se requiere dar solución a un reclamo por problemas en el sistema de medición, para lo cual se considera el costo del combustible en galones, los días de trabajo, el porcentaje promedio de reclamos en la zona que es del 4% y la cantidad

de vehículos que se utiliza para llegar al sitio a solucionar la queja o reclamo por inconvenientes del contador de energía.

Según información de procesos de contratación subidos al SERCOP para la provisión de combustible para el parque automotor de la Elepco S.A [64], la Empresa cuenta con el dato de la cantidad de vehículos distribuidos en sus siete cantones tanto a gasolina como a diésel y valor del precio del combustible a pagar durante el año 2021, dichos datos se visualizan en la siguiente tabla:

Tabla 3. 12 Precio del Combustible Vehículos Elepco S.A. Año 2021.

Descripción	Unidad	Precio Unitario	Cantidad de Vehículos
Diésel Premium	Galones	USD \$ 1,2232	43
Gasolina Extra	Galones	USD \$ 1,7560	83

Fuente: [64]

La Elepco S.A en su Agencia Matriz Latacunga, dispone de 9 Grupos de Trabajo asignados al área comercial, quienes son los encargados de transportarse a dar solución a la queja o reclamo del cliente, para lo cual utilizan 1 vehículo a gasolina por cada grupo durante 7 días, con la finalidad de solucionar el inconveniente suscitado con el medidor de energía del cliente.

A demás los vehículos asignados al grupo de trabajo consumen 2 galones de gasolina extra. El cálculo de este beneficio y su valoración se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. 13 Costo de Transporte Grupo de Trabajo Elepco S.A.

A	B	C	D
Inversión Promedio Mensual en Combustible USD \$	Número Estimado de Clientes Involucrados	Costo Mensual en Combustible USD \$	Costo Anual en Combustible USD \$
(1Veh*2gal*\$1,76*7dias)	(680*4%)	(A*B)	(C*12meses)
\$ 24,58	27,20	\$ 668,68	\$ 8.024,22

En conclusión, a los datos de la Tabla 3.13 se espera que la Empresa tenga un flujo de efectivo anual por el costo de transporte grupo de trabajo de **USD \$ 8.024,22**.

3.2.8. Análisis de la Inversión Total.

3.2.8.1. Precios Unitarios.

Este análisis corresponde al precio de los equipos involucrados en un sistema de medición avanzada los cuales representan la parte más costosa de la inversión inicial. Los precios de los equipos varían según necesidad de cada empresa distribuidora.

Para el análisis del costo de los equipos se tomará los precios referenciales de los diferentes procesos de contratación publicados en el SERCOP por las empresas distribuidoras del país donde ya se tienen instalado los sistemas de medición avanzada para una zona residencial y con la tecnología propuesta en el presente estudio.

Según el precio referencial que se detalla en los procesos administrados por el SERCOP y subidos por la CNEL Los Ríos se tiene que [65]:

Tabla 3. 14 Precios Referenciales Equipos de Medición Avanzada.

Características	Precio Unitario
Medidor Electrónico 2F – 3H, con Interruptor de Corte y Reconexión Interno y Tarjeta de Comunicación RF.	\$ 115,00
Concentrador de Datos (Colectores), con Respaldo de Batería 120/240V, con Pararrayos Incluidos, con Salida Ethernet, GPRS.	\$ 2.500,00
Equipo Repetidor para Ampliación de Señal Inalámbrica Mesh o su Solución Equivalente Para la Repotenciación de la Red Mesh.	\$ 185,00
Licencia Software de Comunicación Para Clientes Masivos y Especiales.	\$ 3000,00

Fuente: [65]

Adicionalmente los medidores utilizan materiales que están homologados por el MERNNR y que son necesarios para la correcta instalación de los sistemas de medición cuyos precios unitarios están en base a los estudios de mercado realizado por el área de presupuesto y adquisiciones de la Elepco S.A [66], así como el costo de la mano de obra que implica la instalación y retiro de medidores.

Los precios de materiales y mano de obra se consideraron de los últimos procesos de contratación liquidados bajo contratos externos que la Empresa realiza por Cotización, Licitación, Menor Cuantía, etc., los cuales se suben al portal del sistema

de compras públicas, así como los precios referenciales subidos al SERCOP para proyectos AMI, dichos precios se detallan en las siguientes tablas:

Tabla 3. 15 Precio Material de Medidores.

Rubro	Precio Unitario
Material de Medidores	
Cable Antihurto Aluminio 3 x 6.	1,02
Conector Hermético P. Fase DP5/6.	1,89
Conector Hermético P. Neutro DP10.	3,48
Portafusible Aéreo Encapsu.DP8.	1,79
Pinza Anclaje Acometida DP1P1.	0,85
Precinto Plástico Intemperie.	0,11
Fusible Neozed FN63.	0,68
Alambre Solid. Cobre N°8.	1,10
Tablero Metálico Medidor Bifásico.	23,38
Varilla Cooperweld 1,8m Conector.	7,83
Interruptor Automático 2/50Amp.	6,47
Abra. Soporte Tubería de 1/2".	0,15
Clavos de 1".	0,04
Tubo de 1/2 Galvanizado.	0,54
Taco Fisher # 10.	0,05
Tirafondos 1/4 x 1 ½.	0,05

Fuente: [66]

Tabla 3. 16 Precio Mano de Obra.

Rubro	Precio Unitario
Mano de Obra - Desmontaje	
Desmontaje Acometidas Monofásicas	\$ 6,17
Desmontaje Acometidas Bifásicas	\$ 6,17
Desmontaje Medidor Monofásica	\$ 11,33
Desmontaje Medidor Bifásica	\$11,33
Mano de Obra - Montaje	
Montaje Acometidas Bifásica Antihurto	\$ 6,82
Montaje Medidor Bifásico	\$ 12,59
Montaje Concentrador de Datos y Accesorios.	\$ 145,00
Montaje Repetidores de Señal y Accesorios.	\$ 145,00
Instalación Software de Gestión y Comunicación – Accesorios.	\$ 180,00

Fuente: [66]

3.2.8.2. Cantidades y Costo de la Inversión Inicial.

Basándose en el levantamiento físico de todos los medidores existentes en la comunidad de Patután, así como las viviendas sin servicio y un crecimiento población del 4% anual, se considera una cantidad de 1000 medidores inteligentes que se instalarían a futuro una vez que la Elepco S.A disponga del presupuesto requerido.

Con esta cantidad de medidores propuestos y los precios unitarios referenciales se procede a calcular el costo de inversión total.

Tabla 3. 17 Costo de la Inversión Total del Proyecto.

Descripción	Costo Total
Equipos Para Sistemas de Medición Avanzada y Comunicación	\$122,350
Materiales Para Medidores RF	\$ 48.292,70
Mano de Obra: Equipos de Medición Avanzada, Comunicaciones y Medidores RF	\$ 33.085,00
COSTO INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO	\$ 203.727,70

El detalle de las cantidades requeridas para el cálculo de Costo de la Inversión Total del Proyecto se detalla en el Anexo IX.

Una vez que se ha estimado todos los costos que involucran la futura implementación de la puesta en servicio de sistemas de medición avanzada Tabla 3.17, se procede a calcular los valores del VAN y el TIR, para determinar la factibilidad del proyecto, para esto se realizó la proyección económica a 15 años, con una tasa de interés $i=12\%$, la cual se emplea para proyectos de inversión eléctrica dentro de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A [62], el cálculo económico se muestra en las Tablas 3.19 y 3.20.

Con los datos obtenidos de las Tablas 3.19 y 3.20, y basándose en los indicadores y reglas de decisión, se determina que el análisis para la factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada es completamente viable y rentable, ya que el valor de VAN es mayor a cero y la TIR es mayor a la tasa de interés, siendo esta de un 31,00%.

Tabla 3. 18 Tabla Resumen de Flujos de Efectivo (FFj) e Inversión Total (FFt) del Proyecto.

USD \$ INGRESOS Valores (+)	Beneficio Cambio de Medidores y Refacturación	\$ 27.292,07	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94	\$ 11.164,94
	Beneficio Recuperación de Energía Por Pérdidas Técnicas	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40	\$ 23.626,40
	Beneficio Toma de Lecturas	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00	\$ 1.632,00
	Beneficio Cortes y Reconexiones	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80	\$ 1.162,80
	Energía Fuera de Servicio	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80	\$ 11.872,80
	Valoración Oportunidad Para el Cliente	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80	\$ 3.372,80
	Transporte Grupo de Trabajo	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22	\$ 8.024,22
	TOTAL INGRESOS	\$ 76.983,09	\$ 60.855,96														
	PROYECCION EN AÑOS	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
USD \$ EGRESOS Valores (-)	TOTAL INVERSION INICIAL	\$ -203.727,7															
	Costo Equipos de Medición Avanzada y Comunicación	\$ (122.350,00)															
	Costo Material Para Medidores RF	\$ (48.292,70)															
	Costo Mano de Obra Montaje Equipos Medidores RF, Concentrador, Repetidores y Software de Gestión - Desmontaje Medidores Existentes	\$ (33.085,00)															
USD \$ COSTOS FLUJOS (-)	Transporte de Datos (Elepco S.A)	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	\$ 264,00	
	TOTAL FLUJO NETO DE EFECTIVOS	\$ -203.727,70	\$ 76.719,09	\$ 60.591,96													

Fuente: Autor.

Tabla 3. 19 Calculo del VAN.

VAN (Valor Actual Neto)			
Tasa de Interés			12%
PERIODO	FE	VA	VAN AL PERIODO
AÑO 0	\$0	\$ -	
AÑO 1	\$ 76.719,09	\$ 68.499,19	\$-135.228,51
AÑO 2	\$ 60.591,96	\$ 48.303,54	\$-86.924,98
AÑO 3	\$ 60.591,96	\$ 43.128,16	\$-43.796,82
AÑO 4	\$ 60.591,96	\$ 38.507,28	\$-5.289,53
AÑO 5	\$ 60.591,96	\$ 34.381,50	\$29.091,97
AÑO 6	\$ 60.591,96	\$ 30.697,77	\$59.789,74
AÑO 7	\$ 60.591,96	\$ 27.408,72	\$87.198,47
AÑO 8	\$ 60.591,96	\$ 24.472,08	\$111.670,54
AÑO 9	\$ 60.591,96	\$ 21.850,07	\$133.520,61
AÑO 10	\$ 60.591,96	\$ 19.508,99	\$418.319,01
AÑO 11	\$ 60.591,96	\$ 17.418,74	\$170.448,34
AÑO 12	\$ 60.591,96	\$ 15.552,45	\$186.000,79
AÑO 13	\$ 60.591,96	\$ 13.886,11	\$199.886,90
AÑO 14	\$ 60.591,96	\$ 12.398,32	\$212.285,21
AÑO 15	\$ 60.591,96	\$ 11.069,92	\$223.355,14
SUMA TOTAL		\$ 427.082,84	
Inversión		\$ 203.727,70	
VAN AL 15 PERIODO		\$ 223.355,14	110%

Tabla 3. 20 Calculo del TIR.

TIR (Tasa Interna de Retorno)			
TIR (ingresar valores hasta que la diferencia entre inversión y VAN sea = 0)			31%
PERIODO	FE	VA	
AÑO 0	\$-203.727,70	\$-203.727,70	
AÑO 1	\$ 76.719,09	\$58.516	
AÑO 2	\$ 60.591,96	\$35.250	
AÑO 3	\$ 60.591,96	\$26.886	
AÑO 4	\$ 60.591,96	\$20.507	
AÑO 5	\$ 60.591,96	\$15.641	
AÑO 6	\$ 60.591,96	\$11.930	
AÑO 7	\$ 60.591,96	\$9.099	
AÑO 8	\$ 60.591,96	\$6.940	
AÑO 9	\$ 60.591,96	\$5.294	
AÑO 10	\$ 60.591,96	\$4.038	
AÑO 11	\$ 60.591,96	\$3.080	
AÑO 12	\$ 60.591,96	\$2.349	
AÑO 13	\$ 60.591,96	\$1.792	
AÑO 14	\$ 60.591,96	\$1.366	
AÑO 15	\$ 60.591,96	\$1.042	
Inversión inicial		\$ 203.727,70	VAN al 15 periodo \$203.728
DIFERENCIA ENTRE INVERSION Y VAN AL 15 AÑO (= 0)		\$ -	
TIR		31,108%	

3.3. Conclusiones Capítulo III.

- El análisis económico de costos y beneficios proporcionada por los diferentes departamentos de la Empresa y entrevistas con los Ingenieros a cargo, facilitaron la realización del análisis y cálculos de ingresos representativos que permiten la factibilidad de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada, así como los diferentes costos de egresos que implican la inversión de un proyecto futuro AMI a implementar por la Elepco S.A en el área de estudio del presente trabajo.
- El costo representativo para la inversión en sistemas de medición avanzada recalca en la adquisición de los equipos de medición y comunicación, el cual supera los 122,00USD, esto se debe al costo elevado de la licencia del software para gestión de datos MDM, así como del equipos concentrador y repetidor de datos los cuales en conjunto ascienden a los 600,00USD, lo que conlleva a determinar que la instalación de este tipo de sistemas de medición avanzada es una inversión alta que debe ser analizado por las empresas y ser aplicado a sectores donde se tenga gran demanda de clientes.
- El análisis de puesta en servicio de sistemas de medición avanzada en la comunidad de Patután es factible y rentable, debido a que los indicadores financieros cumplen con la regla de decisión para un TIR mayor a la tasa de interés, en este caso al 31% y un VAN mayor a cero es decir US\$ 223.355,14.

Conclusiones Generales.

- Una futura implementación de sistemas de medición avanzada en cualquier sector del área de concesión de la Elepco S.A, ayudaría mucho en los procesos comerciales, enfatizando esta tecnología al control y venta de energía de las actividades de Gestión de Cartera, Lecturas de Medidores, cortes y reconexiones por falta de pago, lo cual permitiría optimizar de manera positiva en la calidad de facturación y sobre todo eliminaría las estimaciones de lecturas, quejas, reclamos lo que en la actualidad conlleva a una Refacturación al consumidor, así como un tiempo determinado en dar solución.
- Un sistema de medición avanzada permitiría el almacenamiento y manejo de toda la información mediante datos históricos que ayuden a realizar un análisis de carga y estudios de electrificación que faciliten las actividades relacionadas con la planificación y operación de la red de distribución y su relación con el cliente bajo tecnología AMI, pudiendo fácilmente integrarse a los proyectos de automatización de los sistemas de distribución y Smart Grid.
- La existencia de medidores bifásicos en su mayoría en toda el área de estudio, ayuda mucho en la adquisición de materiales, en este caso el Cable Antihurto Aluminio 3*6 el cual se tiene instalado y que puede ser reutilizado en el instante del cambio de medidores, disminuyendo así el costo en la inversión del proyecto.
- El sistema de red en malla y comunicación propuesto en el presente estudio puede adaptarse a un sistema de transmisión de datos vía red por medio de fibra óptica, debido que, en el área de estudio, se tiene internet por medio de esta tecnología, la cual de ser el caso la Elepco S.A contrataría bajo un análisis técnico - económico los servicios del proveedor que permita la transmisión de datos hacia el centro de control.
- El crecimiento de nuevas tecnologías a nivel mundial, facilitarán la compra de los equipos propuestos, los cuales a la fecha de puesta en servicio serán más económicos, debido a la gran demanda y competencia de los proveedores por ofrecer soluciones bajo sistemas de medición avanzada.

Recomendaciones.

- Las empresas, el estado, los organismos reguladores y entes de control del servicio eléctrico del Ecuador, deberían comenzar a trabajar, debatiendo y planteando el cambio de las redes de distribución hacia una nueva tecnología, tomando como ejemplo el desarrollo AMI en otros países y buscando la inversión en dichos sistemas de medición avanzada que ayuden a solventar los métodos tradicionales de operación, mantenimiento y control del actual sistema de distribución.
- Se recomienda plantear estudios similares de investigación sobre una posible factibilidad técnica y económica para la implementación de una Red Inteligente en el sector eléctrico, así como los beneficios que se conseguirían en nuestro medio con el objeto de que se puedan pronosticar los posibles inconvenientes tanto a nivel regulatorio como político.
- Se recomienda que, una futura implementación de sistemas de medición avanzada deberían ser priorizados sobre un área donde se tenga un plan de mantenimiento de medidores, es decir zonas en donde ya se ha cumplido la vida útil de los medidores instalados, con la finalidad de evitar a un corto tiempo el cambio por la nueva tecnología propuesta, así como también su implementación a nivel masivo o que dicho trabajo de titulación se la visión o política a seguir a nivel provincial en cualquier área de la Elepco S.A., ya que al incrementar la magnitud del proyecto se pueden obtener mejores utilidades económicas y beneficios sociales.
- Es recomendable que los contadores de energía propuestos, se instalen fuera del predio del cliente, con el objeto de evitar obstrucciones y pérdidas de datos o a su vez la interacción con los demás equipos dentro de la topología de comunicación propuesta.
- La Comunidad de Patután pertenece a la Parroquia Eloy Alfaro, por lo que se recomienda a la dirección comercial cambiar de sector y ruta a todos los clientes y contadores de energía existentes, ya que estos están mal direccionados en la Parroquia San Buenaventura, con la finalidad de disponer de una información precisa y real en el sistema SIG y Comercial.

Referencias Bibliográficas.

- [1] M. T. Baquero y F. Quesada, «Eficiencia energética en el sector residencial de la Ciudad de Cuenca, Ecuador», *Maskana*, vol. 7, n.º 2, pp. 147-165, 2016.
- [2] «Balance Nacional de Energía Eléctrica — ARCONEL». [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>.
- [3] J. Gómez, R. Castán, J. Montero, J. Meneses, y J. García, «Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas», *Boletín IIE*, vol. 39, n.º 4, pp. 180-191, 2015.
- [4] M. Medardo, *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035*, Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017.
- [5] V. Balijepalli, V. Pradhan, S. A. Khaparde, and R. M. Shereef, "Review of demand response under smart grid paradigm", in *Innovative Smart Grid Technologies-India (ISGT India)*, 2011 *IEEE PES*, 2011, pp. 236-243.
- [6] O. E. Morán Mora y L. F. Ortiz Fernández, «Estudio de la infraestructura de medición avanzada (AMI), principales requerimientos y beneficios», B.S. thesis, 2012.
- [7] L. F. Rodríguez Cortés, «Arquitectura de red de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia», B. S. thesis, Universidad Piloto de Colombia, 2013.
- [8] United States Department of Energy, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them". Washington, 2006.
- [9] Y. Lee, J. R. Paredes, y S. H. Lee, «Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles: RG-T2058», Inter-American Development Bank, 2012.
- [10] Comisión Europea, "Directiva 2012/148/UB: Recomendación de la comisión relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente". 2012.
- [11] ERDF, "Linky: le nouveau compteur communicant d' ERDF," France, 2015.

- [12] «Proyecto Star -i-DE - Grupo Iberdrola». [En línea]. Disponible en: <https://www.de.es/redes-inteligentes/proyectos/proyecto-star>.
- [13] G. Barbera, "Il Progetto Telegestore: il primo passo verso la Smart Grid," Msc Thesis, Università di Bologna, Italy, 2012.
- [14] U.S. Department of Energy (DOE), "CenterPoint Energy's Smart Grid Solutions Improve Operating Efficiency and Customer Participation". Houston, 2012.
- [15] M. T. Vellano, "Programa Smart Grid a AES Eletropaulo - A Energia das Metr6poles do Futuro -," in Smart Grid Forum 2013, pp. 1-24.
- [16] J. F. Arroyo Pizarro, «Implementación de un sistema de tele gestión en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.», 2015.
- [17] M. V. Coronel Gutiérrez, «Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur CA», B.S. thesis, 2011.
- [18] Endesa, «EndesaEduca,» Endesa, 13 Diciembre 2012. [En línea]. Available: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/i.-la-energia-y-los-recursos-energeticos. [Último acceso: 9 Septiembre 2014].
- [19] Enciclopedia Océano, «La energía,» de Mentor Enciclopedia Temática Estudiantil Océano, Barcelona, Océano, 1998, p. 199.
- [20] Banco Mundial, «Consumo de Energía Eléctrica,» Indicadores del desarrollo mundial, [En línea]. Available: <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>. [Último acceso: 11 Septiembre 2014].
- [21] Instituto de Enseñanza Secundaria HUELN, [En línea]. Available: <http://www.juntadeandalucia.es/averroes/ieshuelin/departamentos/tecnologia/recursos/>.
- [22] Blog de WordPress.com, «TecnoBlogSanMartin,» [En línea]. Available: <https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/category/tecnologia-3%C2%BA-e-s->

o/unidad-4-energia-tecnologia-3%C2%BA-e-s-o/4-5-consumo-de-energia-electrica/.

[23] S. Guzmán, "UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA," UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Quito, 2013.

[24] D. A. Guiraldes Deck, «Segmentación y caracterización de clientes libres del Sistema Eléctrico Nacional para modelar demanda flexible», 2020.

[25] D.-P. Sergio, Y. GÓMEZ-Charris, J. SILVA-Ortega, y E. NORIEGA-Angarita, «Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de America Latina».

[26] M. Calderón Bonilla, "SISTEMA DE LECTURA REMOTA PARA EL CONSUMO DE ENERGÍA EN CLIENTES RESIDENCIALES," Instituto Tecnológico de Costa Rica, 2012.

[27] J. A. Zaldaña, "Medidor inalámbrico de consumo de energía eléctrica de bajo costo," UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, 2011.

[28] D. R. Idrovo Coronel y S. M. Reinoso Torres, «Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure) mediante contadores inteligentes por parte de la Empresa Eléctrica Azogues CA», B.S. thesis, 2012.

[29] R. Dias, J. C. Scaramutti, C. D. Arrojo, and H. A. Nastta, "ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTES EN EL CONTEXTO DE LAS REDES INTELIGENTES," 2013.

[30] F. Casellas Beneyto, G. Velasco Quesada, F. Guinjoan Gispert, y R. Piqué López, «El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica», en *XVII Seminario Anual de Automatica, Electronica Industrial e Instrumentacion*, 2010, pp. 752-757.

[31] L. D. Regalado Vega, «Análisis comparativo de plataformas tecnológicas de telecomunicaciones que se pueden aplicar para la red de acceso de última milla que permita operar a los servicios de infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa eléctrica regional Centrosur CA», Master's Thesis, Universidad de Guayaquil Facultad de Ciencias Administrativas, 2015.

- [32] H. A. Bastidas Mora, J. C. Navarro Beltrán, y L. F. Rodríguez Cortés, «Propuesta de diseño de infraestructura de medición avanzada (ami) para un sector industrial en Bogotá», 2019.
- [33] E. E. Gaona, T. Morales, C. L. T. Rodriguez, y F. Santamaría, «Esquemas de transmisión de datos en una Microrred a través de una Infraestructura de medición avanzada», *Revista UIS Ingenierías*, vol. 15, n.º 2, pp. 85-92, 2016.
- [34] J. Zapata, G. Vidrio, J. Gómez, y R. Mijárez, «Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado», *Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor.(México)*, 2001.
- [35] National Energy Technology Laboratory and DOE-Delivery and Energy Reliability, Advanced metering infrastructure, 2009. [online]. Disponible en: https://www.smartgrid.gov/document/netl_modern_grid_strategy_powering_our_21st_century_economy_advancedmetering_infrastructur
- [36] M. F. Ortiz and O. E. Luis, "ESTUDIO DE LA INFRAESTRUCTURA DE (MEDICIÓN AVANZADA AMI), PRINCIPALES REQUERIMIENTOS Y BENEFICIOS" 2012.
- [37] J. M. Alvarado V., "SERVICIOS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) PARA REDES INTELIGENTES Y SU ADAPTABILIDAD EN EL MARCO DE LA LEGISLACIÓN ECUATORIANA.," Cuenca, 2011.
- [38] Superintendencia de Industria y Comercio *et al.*, "MEDICIÓN Y GESTIÓN INTELIGENTE DE CONSUMO ELECTRICO - Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial (CIGEPI)," vol. 6, p. 96, 2016.
- [39] Estándar de Medición, *Introducción Comparativa*. «Revista de Medición Internacional» ANSI, 2005.
- [40] G. Robinson, G. R. Gray, y C. Energy, «MultiSpeak® and IEC 61968 CIM: Moving Towards Interoperability».

- [41] M. Uslar, M. Specht, S. Rohjans, J. Trefke, y J. M. V. González, «The IEC common information model», en *The Common Information Model CIM*, Springer, 2012, pp. 75-106.
- [42] P. Salas, "Acceso a los datos de consumo eléctrico de los contadores digitales y su uso," Barcelona, 2017.
- [43] J. D. CHAMBA LOAIZA, "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INTELIGENTE PARA USO DOMÉSTICO," UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA, 2014.
- [44] F. Casellas, G. Velasco, and Guinjoan, "El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica," *Univ. Politècnica Catalunya. Dep. d'Enginyeria Electrònica*, pp. 752-757.
- [45] R. C. Martínez Caballero, "Nuevas prestaciones incorporadas al medidor de energía eléctrica DDS666, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, 2014.
- [46] J. Ortiz, "Diseño y construcción de un medidor de energía eléctrica digital con conexión inalámbrica a un computador, para el laboratorio de máquinas eléctricas," ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO EXTENSIÓN LATACUNGA, 2013.
- [47] Á. J. C. Bastidas, G. L. A. Méndez, y J. R. Fuelagán, «Diseño y evaluación de desempeño de la infraestructura AMI para la microrred de la Universidad de Nariño», *Ingeniería Solidaria*, vol. 14, n.º 26, pp. 1-16, 2018.
- [48] «Topologías de Red», *El Maravilloso Mundo de las Redes*, nov. 19, 2014. <https://leandrojhumbrial.wordpress.com/redes-de-datos/topologias-de-red-2/> (accedido sep. 10, 2021).
- [49] A. C. Lozano y F. Blanco, «Diseño de una arquitectura de seguridad para redes MESH en entornos comunitarios o rurales de Colombia», *Revista Avenir*, vol. 2, n.º 1, pp. 30-38, 2018.
- [50] J. P. Dávalos Ríos y F. G. Montero Mariño, «Diseño y construcción de un prototipo de telemetría y control en el sistema de medición en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur CA», B.S. thesis, Universidad del Azuay, 2013.

- [51] N.-C. Regulación, 002/20, *Calidad Del Servicio Eléctrico de Distribución*. ARCERNNR, 2020.
- [52] J. Mascareñas, «La valoración de proyectos de inversión productivos», Madrid, España: Universidad Complutense de Madrid, 2008.
- [53] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Informe Plan de Negocios», ELEPCOSA, 2019.
- [54] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Presentación-Rendición de Cuentas», ELEPCOSA, 2019.
- [55] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Plan Estratégico», ELEPCOSA, 2018 - 2021.
- [56] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Centro de Cómputo», ELEPCOSA, 2021.
- [57] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Geoportal Web», ELEPCOSA, 2021.
- [58] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Sistema de Información Geográfica - SIG», ELEPCOSA, 2021.
- [59] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Dirección Comercial», ELEPCOSA, 2021.
- [60] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Jefatura Control de Energía», ELEPCOSA, Julio 2021.
- [61] Agencia de Control y Regulación de Electricidad, «Pliego Tarifario Para las Empresas de Distribución», Cargo Único Tarifario, Julio 2021.
- [62] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Jefatura de Planificación», ELEPCOSA, Julio 2021.
- [63] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Jefatura de Cartera y Agencias», ELEPCOSA, Julio 2021
- [64] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «COBS-ELEPCO-007-2021», SERCOP, Provisión de Combustible Para el Parque Automotor de Elepco S.A Latacunga, Mayo 2021.

[65] Corporación Nacional de Electricidad, «COTS-CNELLRS-005-21», SERCOP, Instalación, Cambio y Reubicación de Sistemas de Medición Para la Adecuación e Inicio del Proyecto AMI BID Unidad de Negocio Los Ríos, Junio 2021.

[66] Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Elepco S.A, «Presupuesto y Adquisiciones», ELEPCOSA, Julio 2021.

ANEXOS

ANEXO I.

TRANSFORMADORES Y RED DE DISTRIBUCIÓN ACTUAL COMUNIDAD DE PATUTÁN.

existentes dentro del área de cobertura delimitada, con un promedio de 42 clientes por cada transformador de distribución.

La Empresa requiere sistemas inteligentes para medir y monitorear los parámetros eléctricos para los 30 centros de transformación con la finalidad de detectar pérdidas energéticas de tipo no técnicas que actualmente se estiman en el orden de 1,8%.

Las características técnicas de mencionado sistema inteligente de medición son especiales ya que requiere un tipo de conexión indirecta para el medidor inteligente (mediante transformadores de corriente TC y transformadores de tensión TP) de tal manera se puede efectuar una medición fase por fase, es decir que las lecturas y el monitoreo de los contadores de energía sean independientes entre fases.

Al disponer de un sistema de distribución trifásico se contarán con tres grupos de lecturas (uno por cada fase), de esta forma se puede efectuar balances energéticos, dimensionamiento, reportes de fallas y analizar la calidad de la energía.

ANEXO II.

INFORMACIÓN DE MEDIDORES EXISTENTES COMUNIDAD DE PATUTÁN.

Nota: La información de los medidores existentes tomados en campo en el mes de Abril 2021, se adjunta como archivo Excel en el CD del presente trabajo de titulación, debido a su extensa información de 680 clientes, así como también se adjunta la información de los medidores registrados en la base de datos de los Sistemas GIS y Comercial de la Elepco S.A. pertenecientes a la Comunidad de Patután.

ANEXO III.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CONTADOR DE ENERGÍA.

Tabla III.1 Especificaciones Técnicas del Contador de Energía.

CARACTERÍSTICAS GENERALES		
Nº	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	PROCEDENCIA	Especificar:
2	MARCA	Especificar:
3	MODELO	Especificar:
4	AÑO DE FABRICACIÓN	Especificar:
5	NÚMERO DE FASES	2
6	NÚMERO DE HILOS	3
7	NÚMERO DE ELEMENTOS DE MEDICIÓN	2
8	TENSIÓN NOMINAL (FASE) DE OPERACIÓN	2x220V
9	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	-20% a +10%.
10	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	-15°C y 50°C.
11	CALENDARIO BISIESTO	Si
12	FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
13	CORRIENTE NOMINAL	5A
14	CORRIENTE MÁXIMA	100 A
15	TIPO DE MEDICIÓN	Directa
16	TIPO DE MONTAJE	Bornera
17	CLASE DE PRECISIÓN	1 o mejor
18	CORRIENTE DE ARRANQUE	40 mA o menor
19	ESTAMPADO DE FECHA Y HORA SINCRONIZABLE	Si
20	CANTIDADES DE REGISTRO	Energía activa (KWh),Energía reactiva (kVARh), Potencia máxima (kW)
21	MULTIPLICADOR DE LOS REGISTROS	1
22	CONSUMO MAXIMO PROPIO DEL EQUIPO (W)	Máximo 1.8W, incluyendo: elemento detensión, elemento de Corriente y Display.
23	CON RESETEO AUTOMÁTICO DE DEMANDA EL PRIMER DÍA DE CADA MES.	Reportes de Reset de Demanda.
24	CON DESPLIEGUE DE LECTURAS PREVIAS DEL ÚLTIMO MES	Si
25	CARCASA DE MEDIDOR	Con protección UV,mínimo grado de protección al medio ambiente IP52

26	DISPLAY O VISUALIZADOR	Pantalla LCD (display) de alta definición y buen contraste, mínimo 6 dígitos para registros de valores de energía. tamaño mínimo de los números del registro 7mm x 4 mm.
27	SEÑAL VISUAL PARA CONTRASTACIÓN (EMULADOR DE DISCO O LED)	De fácil acceso frontal
28	TAPA CUBREBORNES PARA COLOCACIÓN INDEPENDIENTE DE SELLOS	Si
29	BORNES CON DOBLE TORNILLO DE SUJECIÓN PARA CONDUCTORES	Si
30	DIAMETRO MINIMO DE LABORNERA	Para alojar conductores de cobre de diámetro mínimo calibre N° 2 AWG.
31	NÚMERO DE MEDIDOR VISUAL Y EN CÓDIGO DE BARRAS	Si
32	VIDA ÚTIL	Vida útil de mínimo 20 años y que se mantenga el rango de precisión dentro del establecido.
33	TIEMPO DE GARANTÍA TÉCNICA	Mínima 3 años
REQUISITOS A CUMPLIR		
Nº	DESCRIPCIÓN	PARAMETROS REQUERIDOS
34	TIEMPO DE USO	Posibilitar la definición de mínimo 4 tarifas, considerando 3 para días laborables y 1 para feriados. Incluir calendario para fijar fechas periódicas y no periódicas, con acciones programables de reset, auto lectura, etc.
35	RELOJ	Disponer de un reloj en tiempo real (Precisión de 0.005%), con oscilador interno de frecuencia estándar.
36	DETECCIÓN DE MANIPULACIONES Y FRAUDE	Informar en tiempo real sobre: cambio de medidor, registro inverso, suspensiones no programadas y manipulaciones no autorizadas.
37	PILA O BATERÍA DE RESPALDO	Que garantice un funcionamiento continuo de mínimo 4 meses sin energía eléctrica normal, y una vida útil de la batería o pila igual a la del medidor.

38	DISPOSITIVO PARACORTE Y RECONEXION DEL SUMINISTRO	Dispositivo debe ser <i>enclosed</i> (instalado dentro del medidor) que permita el corte y reconexión del servicio a distancia en tiempo real, bajo condiciones adecuadas de seguridad para el cliente. Capacidad máxima de 100 A.
-----------	--	--

COMUNICACIÓN CON EL CONTADOR DE ENERGÍA	
DESCRIPCIÓN	COMUNICACIÓN
TARJETA DE COMUNICACIÓN <i>ENCLOSED</i>	Instalada dentro del medidor, sin necesidadde ningún tipo de adaptador.
CONSUMO MAXIMOPROPIO DE LA TARJETA DE COMUNICACIÓN (W)	Máximo 1W, durante el tiempo detransmisión de datos
INTERFERENCIA	No debe interferir con el normal funcionamiento del medidor.
COMPLETA SEGURIDAD Y ROBUSTA ENCRIPCIÓN	Disponer de seguridades informáticas: Password de acceso y robusta encriptación.
CAPASIDAD DETRANSMISION	Codificar y reportar hasta seis dígitos delectura
TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN	Extraer la siguiente información desde losmedidores: -Datos de facturación -Energía activa, reactiva, TOU -Interrupción del servicio y su restauración -Sincronización del reloj -Capacidad para recolectar la informaciónen periodos programables (mínimo cada 15 minutos) -Reporte de 96 registros diarios del perfilde carga hasta los concentradores.
PROTOCOLOS DECOMUNICACIÓN	Especificar
PUERTO DE COMUNICACIÓN	Bidireccional (lectura y escritura)

ANEXO IV.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CONCENTRADOR DE DATOS.

Tabla IV.1 Especificaciones Técnicas del Concentrador de Datos.

CARACTERÍSTICAS GENERALES		
Nº	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN	120V/240V
2	RANGO DE OPERACIÓN DE TENSIÓN NOMINAL	-20% a +10%.
3	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	-15°C y 50°C.
4	FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz ± 5%
5	FUNCIONAMIENTO AUTÓNOMO	En caso de falta de comunicación con sus servidores, las capacidades de estos equipos deberán garantizar el normal funcionamiento durante el tiempo necesario para restablecer la comunicación.
6	CARCASA	Robustas capacidades para garantizar su uso a la intemperie, soportando las inclemencias del clima. IP 52
7	SEGURIDAD	Disponer de seguridades contra vandalismo e intrusos.
8	ALARMAS	Alarmas contra vandalismo, manipulaciones no autorizadas, falta de energía.
9	BATERÍA O PILA DE RESPALDO	Garantizar el funcionamiento continuo por al menos 4 días sin energía de la red y una vida útil de 5 años.
10	ALMACENAMIENTO	Capacidades suficientes de memoria para almacenar la información necesaria de los medidores para salvarlos datos críticos durante una posible falta o pérdida de comunicación.
11	SOPORTE DE COMUNICACIÓN A MEDIDORES	Especificar la cantidad máxima de medidores que soporta el concentrador bajo condiciones adecuadas de comunicación.

12	REGISTROS YAUDITORIA	Capacidad para generar registros sobre hcalidad de comunicación para analizar las rutas de comunicación, para fines de auditoría.
13	RECOLECCIÓN DEINFORMACIÓN	De forma programada en intervalos mínimos de 15 minutos (96 lecturas diarias todos los días calendario desde su implementación). Además, se podrá requerir información de un concentrador en cualquier momento.
14	PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	Protocolo TCP/IP
15	PUERTO DE COMUNICACIÓN	Los concentradores deberán disponer de un puerto de comunicación RS-232y/o Ethernet RJ-45, para que en caso de falta de comunicación descargar la información en el sitio.

ANEXO V.

ESPECIFICACIONES RED DE COMUNICACIÓN.

Tabla VI.1 Especificaciones de la Red de Comunicación.

Especificaciones	
1	Disponibilidad del sistema AMI del 99 %
2	Comunicación bidireccional entre la Empresa y los medidores inteligentes.
3	Recolección de información en rangos de tiempo establecidos (mínimo en 15 minutos).
4	El tiempo máximo sin comunicación, exclusivamente de los equipos AMI será de 12 horas.
5	Incluir las licencias de todos los equipos necesarios.
6	Funcionamiento siempre bajo las condiciones de seguridad que se establecen en el numeral 4.11.2.4. en la Tabla N° 14
7	Disponer de sofisticadas herramientas que permitan el análisis y solución de problemas de la comunicación.
8	Debe tener alarmas para detectar fallas de comunicación.
9	Capacidades para soportar el escalamiento de medidores.
10	La red de comunicación debe ser auto programable y detectar automáticamente la agregación de concentradores y medidores inteligentes.
11	Todos los equipos hardware deberán disponer de robustas capacidades físicas para soportar su continuo funcionamiento a la intemperie.

ANEXO VI.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SOFTWARE DE GESTIÓN DE DATOS Y MDM.

Tabla V.1 Especificaciones Técnicas del Software de Gestión de Datos y MDM.

SOFTWARE DE GESTIÓN DE DATOS	
ESPECIFICACIONES	
1	Debe ser preferentemente en español.
2	Debe funcionar bajo el sistema operativo Microsoft Windows XP, 7.
3	Debe ser flexible para adoptarrápidamente los cambios en las políticas y reglas futuras de comercialización.
4	Debe ser personalizable sin necesidad de escribir código.
5	Funcionamiento continuo 24/7/ los 365 días a través de Internet ilimitado.
6	Permitir acciones de corte y reconexión del suministro eléctrico a distancia, bajo condiciones de seguridad al cliente, además se requiere registros de estas acciones de conexión y desconexión para fines de auditoría.
7	Con el objetivo de generar perfiles de consumo y análisis de carga debe disponer de sofisticadas herramientas gráficas para visualizar el comportamiento a nivel individual o por grupos de clientes, de los siguientes parámetros eléctricos: voltaje, energía activa en [kWh], energía reactiva en [kVARh], potencia en [kW], factor de potencia, en períodos diarios y mensuales, indicando los máximos y mínimos de cada valor. Esta característica debe incluir a los clientes con medición especial (Indirecta) para facilitar el análisis en períodos horarios (07H00 a 18H00, de 18H00 a 22H00 y de 22H00 a 07H00) y sobre lista de tarifas.
8	Disponer de herramientas graficas: zoom, cambio de atributos como colores, texto, leyendas, escala de ejes y demás aplicaciones que se oferten para facilitar el análisis de información.
9	La presentación de graficas deberá basarse en modelos tales como: barras, líneas, pasteles, entre otras.
10	Permitir la exportación de tales graficas en archivos tipo mapa de bits.
11	Permitir el registro y monitoreo de las interrupciones del servicio y tiempo de duración a nivel de cliente.
12	Permitir la descargar de la información medida en un archivo plano para realizar el análisis correspondiente.
13	Permitir realizar balances energéticos a nivel de circuito, fase y transformador con el objetivo de descubrir y determinar posibles fraudes o hurtos.
14	Verificación del estado del medidor inteligente, en cualquier instante y en tiempo real con posibilidad de programación remota.
15	Controlar la hora del reloj del medidor, permitiendo su ajuste.
16	Permitir la programación y configuración de alarmas sobre la superación de un umbral (voltaje, factor de potencia, variaciones de consumos de energía, entre otros).

17	Posibilidad para habilitar un portal WEB para clientes, en el cual se pueda ofrecer la siguiente información: -Consumo actual, diario y mensual en unidades de energía y USD. -Perfil de carga diario y mensual.
18	Posibilidad de aplicaciones con la telefonía móvil a través de un interfaz para monitoreo, corte y reconexión del suministro.
19	Opciones para integra lecturas de medidores de agua y gas sobre la misma plataforma.
20	Capacidades para en cualquier instante obtener la lectura de un medidor con un límite de tiempo de 60 segundos.
21	Permitir la verificación del estado de los medidores, con una capacidad de respuesta de: 1 minuto para 1 medidor 2 minutos para 10 medidores 5 minutos para 250 medidores 10 minutos para 1000 medidores
22	El software de gestión deberá disponer capacidades para soportar mínimo 50000 medidores.
23	Soporte para instalar multiusuarios
24	Se requiere una interfaz para la total integración con el sistema comercial de la empresa distribuidora, para garantizar el continuo proceso de facturación.
25	Se requiere una interfaz para la total integración con el sistema GIS de la empresa distribuidora.
26	Adaptables a sistemas pre-pago de energía con capacidades para adaptar un sistema prepago integrado al sistema AMI. Incluyendo funcionalidades para efectuar el cambio de un cliente del sistema PRE-PAGO A POS-PAGO y viceversa con solo realizar cambios en el software comercial de la empresa distribuidora
METER DATA MANAGEMENT MDM (Gestión de Datos Medidos)	
ESPECIFICACIONES	
27	Debe almacenar los datos medidos en repositorio (mínimo por los últimos 5 años) y actuar como un servicio de otras aplicaciones, usuarios y clientes.
28	Todos los datos almacenados deberán ser organizados con una adecuada estructura para permitir la búsqueda y consulta parametrizable de clientes por: código, marca y modelo de medidor, nombre y número de cedula del cliente. Además, proyectar cualquier periodo por fecha (día, mes, año), desde un día hasta varios años (mínimo por los últimos 5 años). Además, la solución a implementar deberá disponer de funcionalidades para crear y aplicar el control de filtros con la finalidad de manejar la base de datos.
29	Fuerte relación integral con los dispositivos AMI bajo infraestructura y comunicación bidireccional.

30	Debe tener procesos automatizados de Validación, Estimación y Edición (VEE), para garantizar que sistemas dependientes obtengan los datos necesarios.
31	El rendimiento del proceso programado de validación de lectura y almacenamiento de los datos del medidor deberá ser mínimo del 99.5%, para fines de facturación. Este proceso será máximo de 24 horas para obtener lecturas a nivel masivo.
32	Los reportes deberán mostrar cuántas lecturas de medición han fallado y cuantas han pasado la validación.
33	El reporte debe presentar que medidor cuenta con datos reemplazados y a qué periodo de tiempo corresponde.
34	Debe mantener una ruta o registro auditable de todos los cambios realizados.
35	Debe tener sofisticadas herramientas de análisis gráfico para comparar los datos brutos con los datos editados, y hacer el seguimiento de cualquier cambio manual de los usuarios.
36	Las estimaciones deben incluir rutinas de reconstrucción de datos perdidos, utilizando técnicas de estimación tales como interpolación lineal e históricos diarios y mensuales.
37	La interfaz de usuario deberá dar la posibilidad de configurar las normas y reglas de negocio (comercialización) y su validación, así como la aplicación de otras reglas para preparar la información de aplicaciones como la facturación; esto sin tener que aplicar código de programación.
38	Permitir a los clientes finales tener acceso directo a sus datos vía web.
39	Permitir notificaciones de eventos críticos por correo electrónico
40	La solución MDM debe incluir la funcionalidad de detección contra manipulación mediante el uso de reglas para comprobar una potencial baja en la medición o hurto.
41	Debe tener fuertes características de seguridad para el control de usuario y acceso al sistema.
42	Debe soportar un escalamiento directo para apoyar el incremento de clientes y cualquier modificación de la tecnología del medidor convencional por medidores inteligentes.
43	Debe proporcionar capacidades de estudio de carga por periodos de uso de la energía y sobre lista de tarifas.
44	Debe permitir la realización de estudios de proyección de demanda, en el que se incluyan procesos por defecto para: consumos diarios y mensuales, así como la posibilidad de añadir nuevos procesos de proyección de ser deseados.
45	El sistema debe tener capacidad para realizar un seguimiento histórico del agregado de carga para la solución de controversias.
46	Debería ser posible ejecutar rutinas programables durante la noche, o incluso los fines de semana, según sea lo más conveniente.
47	Manejar eventos de fallas de suministro y reposición.

48	Incluir tres manuales de usuario, licencias y permisos respectivos del software de gestión y MDM en idioma español.
MÓDULO DE ALARMAS	
ESPECIFICACIONES	
49	Alarmas por falta de comunicación, de acuerdo a la persistencia del tiempo de no comunicación, con registros históricos para su análisis.
50	Alarma por pérdida de una o dos fases.
51	Alarmar por problemas internos en el medidor, tales como: batería baja, desfase del reloj interno, manipulaciones no autorizadas, entre otras.
52	Alarma para detectar fraudes debido a reducciones de consumo.
53	Alarma sobre la interrupción del suministro eléctrico, alarma de última hora (last gasp).
54	Alarma de consumo en reversa.
55	Alarma para detectar cambio de medidor o apagado
56	Identificación y visualización del tipo de alarma que ha ocurrido.
57	Adicionales alarmas y otras aplicaciones que se ofrezca, especificar cuáles.

ANEXO VII.

**MEDIDOR ELECTRÓNICO DE ENERGÍA
ACTIVA Y DEMANDA CON RF.**

Tabla VII.1 Características Generales Medidor Bifásico con RF.

CARACTERÍSTICAS GENERALES MEDIDOR BIFÁSICO CON RF	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
	Modelo ST23	Dos Fases Tres Hilos
	Clase de Exactitud Activa	Clase 1.0 (IEC62053-21)
	Clase de Exactitud Reactiva	Clase 2.0 (IEC62053-23)
	Voltaje Nominal (Un)	2x127/220V
	Rango de Voltaje	0.8Un~1.15Un
	Frecuencia Nominal	60Hz
	Corriente de Funcionamiento (A)	5(100)A
	Corriente de Arranque	0.004Ib
	Constante	1000imp/kWh, 1000imp/kvarh
	Potencia absorbida	Potencia absorbida por cada elemento de corriente a condiciones nominales $\leq 0.5VA$ Potencia absorbida por cada elemento de voltaje a condiciones nominales $\leq 1W/10VA$
	Método de Medición	Por transformador de corriente (TC) encapsulado
	Humedad Relativa	0~95%
	Temperatura de Funcionamiento	-25°C ~ +55°C
	Temperatura de Almacenaje	-40°C ~ +70°C

Tabla VII.2 Características de Comunicación y Medición Medidor Bifásico con RF.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
MEDICIÓN	Energía	Energía Activa Acumulada (kWh)
		Energía Reactiva Acumulada (kvarh)
	Instantánea	Voltaje (V), Corriente (A), Demanda Máxima (kW), en periodos de 15 minutos (en bloque)
COMUNICACIÓN	Comunicación con RFexterna	a) Comunicación remota (IEC62056-21)
		b) La banda de frecuencia de operación 902-928 MHz
		c) La toma de lecturas y configuración a través de RF puede alcanzar a una distancia de 800 metros con línea de vista directa y 300 metros si hay obstáculos simples alrededor del medidor.
	Puerto de Comunicación	Bidireccional (lectura y escritura)
Codificación OBIS	Estructura de datos bajo codificación OBIS según norma IEC62056-61	

Tabla VII.3 Otras Características Medidor Bifásico con RF.

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
TARIFA	Multitarifas	Multitarifa configurable 4 rangos horarios: T1/T2/T3/T4
	Batería	Vida útil mínimo 15 años; En caso de ausencia de energía, el visualizador puede permanecer encendido por 6 horas (configuración de fábrica)
	Sincronización de Tiempo	Se puede ser actualizable mediante software
AUTO-LECTURA	Auto-lectura	Registro de 12 auto-lecturas de energía y demanda; Las fechas para setear la demanda son configurables; La demanda puede resetear el primero de cada mes a las 00h00; La auto-lectura de energía puede grabarse el último día de cada mes a las 24h00.
PERFIL DE CARGA	Perfil de Carga	Registro de carga (kW) con 60 días en intervalos de 15 minutos (configuración de fábrica); La configuración del perfil de carga puede ser modificada en intervalos de 1 a 60 minutos, mediante software.
ALARMA Y EVENTOS	Generales	Reset de demanda, sincronización de tiempo, falta de energía, ausencia de voltaje en las fases, intentos de acceso no autorizados, error en memoria, batería baja

ANEXO VIII.

**INFORMACIÓN DATOS NECESARIOS PARA
EL CÁLCULO DEL FLUJO DE EFECTIVOS.**



PERIODO:

ENERO - DICIEMBRE *

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

AMBATO - AZOGUES - CNEL BOLÍVAR - CENTROSUR - COTOPAXI - NORTE - RIOBAMBA - SUR

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS
ENERO - DICIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
RESIDENCIAL			
NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		
1-50		0,091	
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	1,414
501-700		0,1285	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	
	RESIDENCIAL TEMPORAL		
		0,1285	

EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.
PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA

HOJA No. 1

1. ENERGÍA DISPONIBLE - PRODUCCIÓN AISLADA OCCIDENTE Y COMPRA KWH					JUNIO 2021				
	EL ESTADO	CATAZAC	ANGAM	SUBTOT. OCCIDENTE	COMPRA	TOTAL	PRODUCCIÓN ILLUCHI SEGUN CENAGE		
MES ACTUAL	899.226,00	208.035,00	20.757,00	1.194.018,00	47.360.646,47	48.544.954,47	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2	SUBT. ILLUCHI
ACUMULADO	4.489.140,00	1.777.243,00	138.213,00	6.404.596,00	277.020.737,74	283.425.333,74	1.548.702,23	2.423.883,23	3.972.585,46
2. FACTURACIÓN KWH									
M E S A C T U A L									
TIPO DE TARIFA	URBANO	RURAL	TOTAL	%	URBANO	RURAL	TOTAL	%	
RESIDENCIAL	4.114.055	2.478.645	6.592.651	14,97	26.234.712	15.675.008	40.909.720	15,86	
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	2.027.421	2.027.420	4.054.841	9,21	11.863.743	11.863.741	23.727.484	9,21	
COMERCIAL SIN DEMANDA	2.193.970	671.963	2.865.933	6,51	19.352.416	3.369.002	17.320.418	6,71	
COMERCIAL CON DEMANDA	851.434	149.775	1.001.209	2,27	6.028.519	928.276	5.954.795	2,31	
INDUSTRIAL ARTESANAL	523.394	479.477	1.002.871	2,28	3.181.894	3.017.649	6.199.513	2,40	
INDUSTRIAL CON DEMANDA	1.717.389	3.411.338	5.128.727	11,64	11.085.377	10.731.702	30.817.079	11,66	
ENTIDADES OFICIALES	276.789	262.412	539.201	1,27	1.644.437	1.633.767	3.278.204	1,27	
ASISTENCIA SOCIAL	331.035	83.921	414.957	0,94	1.959.226	524.757	2.513.983	0,97	
BENEFICIO PÚBLICO - CULTO RELIGIOSO	144.131	78.403	222.534	0,51	840.545	534.630	1.374.975	0,53	
BOMBEO DE AGUA	401.554	946.679	1.348.243	3,06	2.236.579	5.471.867	7.708.446	3,01	
CONSUMO PROPIO	39.580	69.420	109.000	0,25	237.490	416.520	654.000	0,25	
ALUMBRADO PÚBLICO	2.008.777	460.372	3.069.149	6,97	16.842.737	2.785.778	18.038.515	7,22	
ENERGÍA NO FACTURADA Y SERVICIO OCASIONAL	184.804	-	184.804	0,42	1.093.121	-	1.093.121	0,42	
SUB - TOTAL CONSUMIDORES REGULADOS	15.396.193	11.139.629	26.535.719	60,25	93.708.759	66.661.487	160.290.253	62,13	
GRAN CONSUMIDOR HOLCIM	-	-	-	-	-	-	-	-	
GRAN CONSUMIDOR ACOSA	-	-	-	-	-	-	-	-	
GRAN CONSUMIDOR PROVEFRUT	-	1.644.309	1.644.309	3,73	-	9.126.702	9.126.702	3,54	
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	819.989	-	819.989	1,89	4.653.339	-	4.653.339	1,80	
GRAN CONSUMIDOR NOVACERO	-	15.045.728	15.045.728	34,16	-	83.509.188	83.509.188	32,53	
GRAN CONSUMIDOR FAMILIA SANCELA	-	-	-	-	-	-	-	-	
SUB - TOTAL GRANDES CONSUMIDORES REGULADOS	819.989	16.690.037	17.510.025	39,75	4.653.339	93.035.890	97.689.229	37,87	
TOTAL FACTURADO	16.215.181	27.679.953	44.045.744	100,00	98.362.095	159.617.387	257.919.482	100,00	
RECUPERACIÓN PERDIDAS A TERCEROS	-	-	-	-	-	-	-	-	
ENERGÍA FACTURADA + RECUPERACIÓN PERDIDAS	16.215.181	27.679.953	44.045.744		98.362.095	159.617.387	257.919.482		
PERDIDAS DE ENERGÍA TOTALES	-	-	4.489.620	9,27	-	-	26.445.851	8,93	
ENERGÍA FACTURADA SIN GRANDES CONSUMID. DE ELEPCO	15.396.193	11.139.629	26.535.719		93.708.759	66.661.487	160.290.253		
PERDIDAS SIN GRANDES CONSUMID. DE ELEPCO	-	-	4.385.316	14,19	-	-	24.810.992	13,40	

Costo Tarifario Residencial – Comercial = **\$0,09ctv.**

Pérdida No Técnicas de Energía Junio 2021 = **9,27%**

1.7 Emplea CPCs restringidos y/o de GE:

En caso afirmativo, indicar el Código de Autorización:

No Aplica

2. PRESUPUESTO (Sin IVA)

No.	Descripción (nombre del ítem)	Unidad	Cantidad	Valor unitario	Valor Global
1	DIESEL PREMIUM	GALONES	27.428,36	\$1,2232	\$33.550,38
2	GASOLINA EXTRA	GALONES	29.011,20	\$1,7560	\$45.535,97

3. TÉRMINOS DE REFERENCIA

3.1 Antecedentes.-

De conformidad con los artículos 22 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública LOSNCP, y 25 y 26 de su Reglamento General de Aplicación, el Plan Anual de Contratación 2021 de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., contempla la "PROVISION DE COMBUSTIBLE PARA EL PARQUE AUTOMOTOR DE ELEPCOSA LATACUNGA".

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, al ser la empresa encargada de la generación y mantenimiento del servicio eléctrico en los 7 cantones de la Provincia de Cotopaxi y áreas de concesión, cuenta con vehículos asignados a cada uno de estos, con la finalidad de realizar diversas actividades operativas como el mantenimiento del servicio eléctrico en general de manera oportuna (instalación de servicios nuevos, mantenimiento de acometidas, cortes y reconexiones, mantenimiento de redes de medio y bajo voltaje, entre otros.); por lo que dicho parque automotor requiere de continua provisión de combustible.

Dentro de este parque automotor se encuentran 126 vehículos entre livianos, pesados y motocicletas, que requieren de la contratación de una Estación de Servicio que provea de combustible diésel y extra a los vehículos

Costo del Combustible = \$ 1,76

ANEXO IX.

CÁLCULO CANTIDADES Y COSTO INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO.

Tabla VIII.1 Costo Inversión Total del Proyecto.

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
A	Equipos Para Sistemas de Medición Avanzada y Comunicación				
1	Medidor Electrónico 2F – 3H, con Interruptor de Corte y Reconexión Interno y Tarjeta de Comunicación RF.	UNI	1.000,00	115,00	115.000,00
2	Concentrador de Datos (Colectores), con Respaldo de Batería 120/240V, con Pararrayos Incluidos, con Salida Ethernet, GPRS.	UNI	1,00	2.500,00	2.500,00
3	Equipo Repetidor Para Ampliación de Señal Inalámbrica Mesh o su Solución Equivalente Para la Repotenciación de la Red Mesh.	UNI	10,00	185,00	1.850,00
4	Licencia Software de Comunicación Para Clientes Masivos y Especiales.	UNI	1,00	3.000,00	3.000,00
	Total, A (sin IVA)				\$ 122.350,00
B	Materiales				
5	Cable Antihurto Aluminio 3 x 6.	MTS	11.795,00	1,02	12.030,90
6	Conector Hermético P. Fase DP5/6.	UNI	680,00	1,89	1.285,20
7	Conector Hermético P. Neutro DP10.	UNI	340,00	3,48	1.183,20
8	Portafusible Aéreo Encapsu.DP8.	UNI	680,00	1,79	1.217,20
9	Pinza Anclaje Acometida DP1P1.	UNI	680,00	0,85	578,00
10	Precinto Plástico Intemperie.	UNI	6.000,00	0,11	660,00
11	Fusible Neozed FN63.	UNI	680,00	0,68	462,40
12	Alambre Solid. Cobre N°8.	MTS	1.020,00	1,10	1.122,00
13	Tablero Metálico Medidor Bifásico.	UNI	876,00	23,38	20.480,88
14	Varilla Cooperweld 1,8m Conector.	UNI	340,00	7,83	2.662,20
15	Interruptor Automático 2/50Amp.	UNI	876,00	6,47	5.667,72
16	Abra. Soporte Tubería de 1/2".	UNI	1.020,00	0,15	153,00
17	Clavos de 1".	UNI	3.000,00	0,04	120,00
18	Tubo de 1/2 Galvanizado.	UNI	500,00	0,54	270,00
19	Taco Fisher # 10.	UNI	4.000,00	0,05	200,00
20	Tirafondos 1/4 x 1 ½.	UNI	4.000,00	0,05	200,00
	Total B (sin IVA)				\$ 48.292,70

C	Mano de Obra				
	Mano de Obra - Desmontaje				
21	Desmontaje Acometidas Monofásicas	UNI	17,00	6,17	104,89
22	Desmontaje Acometidas Bifásicas	UNI	663,00	6,17	4.090,71
23	Desmontaje Medidor Monofásica	UNI	17,00	11,33	192,61
24	Desmontaje Medidor Bifásica	UNI	663,00	11,33	7.511,79
	Mano de Obra - Montaje				
25	Montaje Acometidas Bifásica Antihurto	UNI	1.000,00	6,82	6.820,00
26	Montaje Medidor Bifásico	UNI	1.000,00	12,59	12.590,00
27	Montaje Concentrador de Datos y Accesorios	UNI	1,00	145,00	145,00
28	Montaje Repetidores de Señal y Accesorios.	UNI	10,00	145,00	1.450,00
29	Instalación Software de Gestión y Comunicación - Accesorios	UNI	1,00	180,00	180,00
	Total, B (sin IVA)				\$ 33.085,00
	COSTO INVERSIÓN TOTAL SIN IVA (A+B+C)				\$ 203.727,70

Nota: La información de los costos, valores y datos proporcionados por la Elepco S.A para el análisis de ingresos financieros y flujo neto, los cuales conllevaron al cálculo y análisis del TIR y VAN del presente proyecto se adjunta al CD en archivo Excel.