

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“ESTUDIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA, BASADOS EN LA TECNOLOGÍA PLC (POWER LINE
COMMUNICATION), DE CLIENTES MAYORES EN EL SERVICIO
ELÉCTRICO ANANEA, 2018”.**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. ELMER JHON MAMANI ARACAYO

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“ESTUDIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA, BASADOS EN LA TECNOLOGÍA PLC (POWER LINE
COMMUNICATION), DE CLIENTES MAYORES EN EL SERVICIO
ELÉCTRICO ANANEA, 2018”.**

TESIS PRESENTADA POR:

Bach. ELMER JHON MAMANI ARACAYO

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 11-10-2018

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

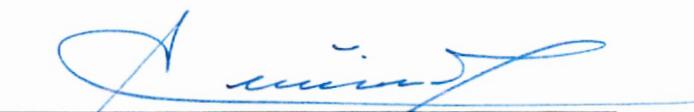
PRESIDENTE:


Mg. OLGER ALEJANDRINO ORTEGA ACHATTA

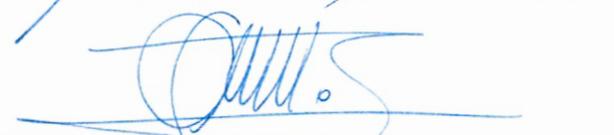
PRIMER MIEMBRO:


M.Sc. WALTER OSWALDO PAREDES PAREJA

SEGUNDO MIEMBRO:


M.Sc. JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI

DIRECTOR / ASESOR:


M.Sc. ANGEL MARIO HURTADO CHAVEZ

Área: Eléctrica

Tema: Distribución y Comercialización de Energía

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi madre Juana Aracayo, a mi padre Daniel Mamani, a mis hermanos Ruben, Fredy y Miriam, quienes siempre me brindan su apoyo para cumplir mis metas de superación Profesional.

Agradecimiento

Al Señor Jesucristo, mi Dios, Por la fortaleza que me da para seguir adelante y siempre guiarme por el camino correcto.

Agradezco profundamente a mis padres por sus esfuerzos, consejos, la confianza y comprensión que siempre me brindan.

Agradezco la vida que tengo y a mi entorno que me rodea, que me da las facilidades para seguir adelante, y a mis amigos y Familiares que más quiero, que si no fuera por ellos este sueño no se hubiera cumplido.

Gracias por compartir esta gran alegría que siento de poder obtener este logro de ser un Profesional en donde docentes y compañeros dejaron parte de su vida, para que el sueño de un niño pueda por fin cumplirse.

Muchas gracias.

Índice general

Índice de figuras	4
Índice de tablas	6
Nomenclatura	7
Resumen	9
Abstract	10
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Planteamiento del problema de investigación.....	2
1.2.1. Descripción del problema	2
1.2.2. Justificación del problema	3
1.2.3. Objetivos de la investigación	4
2. REVISIÓN DE LITERATURA	5
2.1. Antecedentes de la investigación	5
2.2. Procedimiento actual de medición de los clientes del estudio .	13
2.3. Actuales necesidades de las empresas de distribución	13
2.4. Sustento teórico	16
2.4.1. Definición de un sistema de Infraestructura de Medición Avanzada	16
2.4.2. Beneficios de los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada	17
2.4.3. Tecnologías AMI disponibles en el mercado	19

2.4.4.	Sistemas AMI basados en RF	19
2.4.5.	Sistemas AMI basados en GPRS	22
2.4.6.	Sistemas AMI basados en PLC	23
2.4.7.	Descripción general del sistema PLC	24
2.4.8.	Componentes del sistema PLC	24
2.4.9.	¿Cómo opera la tecnología de medición PLC?	28
2.4.10.	Flujo de la Información.	28
2.4.11.	Comunicaciones.	29
2.4.12.	Benchmarking de las soluciones AMI en el mundo	30
2.4.13.	Iniciativas mundiales de instalaciones masivas	32
2.5.	Glosario de términos básicos.	35
2.6.	Hipótesis de la investigación	36
2.6.1.	Hipótesis general	36
2.6.2.	Hipótesis específico	36
3.	MATERIALES Y MÉTODOS	37
3.1.	Tipo y diseño de la investigación	37
3.2.	Población y muestra de la investigación.	37
3.3.	Ubicación y descripción de la población.	38
3.3.1.	Ubicación geográfica	38
3.3.2.	Condiciones climatológicas	38
3.3.3.	Vías de acceso principales	39
3.4.	Técnicas e instrumentos para recolectar información	39
3.5.	Evaluación de alternativas	41
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	43
4.1.	Inspección de instalaciones de la investigación	43
4.1.1.	Generalidades e información existente	43
4.1.2.	Descripción de las instalaciones eléctricas existentes	43
4.1.3.	Evaluación de las instalaciones existentes	50

4.2. Análisis comparativo	51
4.3. Verificación de línea de vista en enlace RF	54
4.4. Verificación de cobertura móvil para señal de datos GPRS. . .	55
4.5. Especificaciones técnicas del estudio	57
4.5.1. Ingeniería del estudio	57
4.5.2. Implementación del proyecto	57
4.5.3. Pruebas y puesta en marcha	58
4.5.4. Entregables	60
4.5.5. Garantía y soporte	61
4.5.6. Capacitación	62
4.5.7. Características técnicas del sistema	62
4.5.8. Características de mantenimiento del sistema	64
4.5.9. Características de los equipos	64
4.5.10. Características técnicas del software	68
4.6. Formularios de datos garantizados	72
4.6.1. Formulario de datos garantizados hardware	72
4.6.2. Formulario de datos garantizados software	75
4.6.3. Formulario de datos garantizados medidores	77
4.7. Análisis de factibilidad de la implementación del sistema AMI - PLC . . .	79
4.7.1. Análisis económico	79
4.7.2. Valor Actual Neto (VAN)	79
4.7.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)	80
4.7.4. Rentabilidad del proyecto de medición inteligente	81
5. CONCLUSIONES	87
6. RECOMENDACIONES	89
7. REFERENCIAS	90
ANEXOS	92

Índice de figuras

2.1. Clasificación de sistemas de medida avanzada.....	14
2.2. Pérdidas de energía en el Perú.....	15
2.3. Conexión de un sistema AMI.	18
2.4. Arquitectura de la solución AMI RF	21
2.5. Arquitectura de la solución AMI GPRS.....	22
2.6. Arquitectura de la solución AMI PLC.....	24
2.7. Unidad de Control y Recepción (CRU).	25
2.8. Unidad de Modulación de Salida (OMU).....	26
2.9. Unidad de Transformador de Modulación (MTU).....	26
2.10. Unidad de Recogida de Entrada (IPU).....	26
2.11. Flujo de la información en el sistema PLC.	27
2.12. Ejemplo de un medidor inteligente.	28
2.13. Señal de salida.....	29
2.14. Señal de entrada.....	29
2.15. Benchmarking realizado en un estudio.	31
2.16. Mapa Google de sistemas de medida avanzada en el mundo (2008) . . .	33
3.1. Geografía del servicio eléctrico Ananea.....	39
4.1. Esquema unifilar S.E.T. Ananea	44
4.2. Patio en 60 KV.....	44
4.3. Transformadores S.E. Ananea	45
4.4. Patio en 22.9 KV	45
4.5. Vista de planta de la S.E. Ananea.....	46

4.6. Vista de perfil de la S.E. Ananea.	46
4.7. Diagrama de una conexión directa	47
4.8. Diagrama unifilar de una conexión semi-directa	48
4.9. Conexión semi-directa.	48
4.10. Diagrama unifilar de una conexión indirecta	49
4.11. Conexión indirecta	49
4.12. Equipos de medición	50
4.13. Línea de vista típica de enlace RF en La Rinconada	54
4.14. Vista satelital de puntos de medición en La Rinconada	55
4.15. Cobertura GPRS en La Rinconada	56

Índice de tablas

2.1. Cantidad de elementos del SCE en la subestación	27
2.2. Implementaciones de sistemas de medida avanzada en el mundo.....	33
2.3. Ahorro energético en proyectos pilotos de sistemas de medida avanzada .	34
3.1. Alimentadores que comprende el estudio.....	38
4.1. El siguiente cuadro muestra el análisis comparativo de cada solución eva- luada.....	51
4.2. Formulario de datos garantizados hardware	72
4.3. Formulario de datos garantizados software	75
4.4. Formulario de datos garantizados medidores	77
4.5. Costo de la toma de lecturas.....	81
4.6. Costo de gestión de corte y reconexión	82
4.7. Costo de la EFS	82
4.8. Costo de los grupos de trabajo de construcción	83
4.9. Costo plan de mantenimiento de medidores.....	84
4.10. Costo de recuperación de energía por pérdidas no técnicas	84
4.11. Valoración del impacto positivo	85
4.12. Costo promedio de suministro de equipos y materiales.....	85
4.13. Costo promedio de servicios de montaje, movilización y transporte . . .	86

Nomenclatura

AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Automatic Meter Reading
CCE	Equipo de Control Centralizado
CRU	Unidad de Control y Recepción
GIS	Geographic Information System
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Internet Protocol
IPU	Unidad de Recogida de Entrada
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
MDM	Manejo de Datos de Medición
MTU	Unidad de Transformador de Modulación
OMU	Unidad de Modulación de Salida
ONAF	Oil Natural Air Forced
ONAN	Oil Natural Air Natural
PLC	Power Line Communication

RAM	Random Access Memory
RCE	Equipo de Comunicación Remota
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCE	Equipo de Comunicación en la Subestación
TOU	Time of Use (Adquisición de Datos)
TWACS	Two Way Automated Communications System

Resumen

El presente proyecto de investigación tiene por objetivo analizar y desarrollar el sistema de gestión de medición de energía eléctrica, basados en la tecnología PLC (Power Line Communication), de clientes mayores en el servicio eléctrico Ananea, en función a la evaluación de alternativas tecnológicas más adecuadas de los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Con la aplicación del estudio se pretende realizar una mejora sustancial al procedimiento tradicional de medición de consumo de energía, vulneraciones en los medidores y las falsas lecturas de los mismos que vienen ocurriendo actualmente. Los sistemas AMI basados en la tecnología PLC utilizan la misma red de distribución para la transmisión de los datos de medición e información del consumo de los clientes hacia la empresa eléctrica, que tienen como objetivo la automatización del ciclo comercial de lectura, suspensión y reconexión, ofrecer sistemas de venta postpago y/o prepago, ofrecer servicios en horarios específicos, todo esto de modo tal que el servicio pueda ser personalizado de acuerdo a los requerimientos particulares de cada usuario, ya que según estudios podrían lograrse ahorros de hasta un 10% en el consumo energético de cada usuario. Los sistemas AMI introducen tecnologías que integran otros sistemas de información de las empresas de agua potable y gas con la finalidad de optimizar y colaborar en la solución de problemas comerciales, con criterios de eficiencia en recursos, bajos costos de mantenimiento en el mediano y largo plazo, así como rentabilidad de comercialización de la energía y la necesidad de afrontar el crecimiento futuro. Con esta tecnología se asegura que el sistema pueda llegar a una cobertura de 100% de sus clientes, pues donde haya servicio eléctrico habrá comunicación.

Palabras Clave: Pérdidas, sistema, Medición, Energía, AMI.

Abstract

The objective of this research project is to analyze and develop the electric energy measurement management system, based on the PLC (Power Line Communication) technology, of major customers in the Ananea electric service, based on the evaluation of the most appropriate technological alternatives of the Advanced Metering Infrastructure (AMI) systems. With the application of the study is intended to make a substantial improvement to the traditional method of measuring energy consumption, violations in the meters and false readings of the same that are currently occurring. AMI systems based on PLC technology use the same distribution network for the transmission of measurement data and consumer consumption information to the electricity company, which aim to automate the commercial cycle of reading, suspension and reconnection, offer post-paid and / or prepaid sales systems, offer services at specific times, all this in such a way that the service can be customized according to the particular requirements of each user, since according to studies, savings of up to 10% could be achieved in the energy consumption of each user. AMI systems introduce technologies that integrate other information systems of drinking water and gas companies in order to optimize and collaborate in the solution of business problems, with criteria of resource efficiency, low maintenance costs in the medium and long term, as well as profitability of energy commercialization and the need to face future growth. With this technology, it is ensured that the system can reach 100% coverage of its customers, since wherever there is electric service there will be communication.

Key Words: Lost, System, Measurement, Energy, AMI.

Capítulo 1

1.1. Introducción

En la actualidad se considera importante para el desarrollo y sostenibilidad energética a nivel mundial, el estudio de los sistemas de gestión de medición de energía, que se ha convertido en la tendencia de la industria de la electricidad, que apunta a su futuro desarrollo e implementación de un sistema de gestión de medición, que tiene una influencia definitiva y novedosos conceptos de ampliar el horizonte de aplicaciones y servicios con mayores capacidades de gestión y niveles de eficiencia, pues los procesos operativos y administrativos de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica serían más eficientes.

El estudio del sistema de gestión de medición de energía eléctrica es bastante amplio pues el desarrollo tecnológico permite diferentes puntos de vista acerca de este tema. En consecuencia, el presente estudio se centrará en el análisis y desarrollo de la mejor alternativa AMI, para 157 clientes mayores del servicio eléctrico Ananea, en función a la evaluación de las instalaciones eléctricas existentes, conformadas por la subestación, clientes mayores y equipos de medición, en la cual se procederá a efectuar un análisis comparativo de alternativas de solución tecnológica más adecuada a las actuales necesidades de empresas de distribución de energía. Así mismo, se desarrollará las especificaciones técnicas del sistema de gestión de medición recomendado.

1.2. Planteamiento del problema de investigación

1.2.1. Descripción del problema

Uno de los principales problemas que afrontan las empresas de distribución eléctrica, sobre todo en nuestra región, son las pérdidas de energía eléctrica, las cuales están asociadas a problemas en la gestión técnica, operativa y comercial de las empresas, como, por ejemplo: pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas, errores de registro de consumo de energía eléctrica, operación del sistema de distribución.

Muchas de estas empresas no cuentan con un sistema de gestión de pérdidas que les permita tener el balance de energía en línea, el control de carga, la limitación de corriente o la detección inmediata de intento de intervención en los equipos de medida.

La problemática actual de las redes de distribución, así como la necesidad de afrontar el crecimiento futuro, hace necesario, entonces, que las empresas de distribución eléctrica deban adoptar soluciones tecnológicas que les permitan mejorar la gestión técnica de reducción de pérdidas.

Pero además del fenómeno de las pérdidas de energía, un tema que viene cobrando cada vez más importancia es el componente comercial, pues una vez realizado el trabajo técnico de normalizar la red, intervenir al usuario y normalizar la medida, el proceso debería cerrarse con el ingreso de información al sistema comercial vinculando el proceso de lectura y facturación de manera adecuada.

En el proceso de reducción de pérdidas, los consumos no facturados contabilizados se complementan con el cobro oportuno de los mismos, además esto es acompañado con los procesos operativos comerciales de suspensión, reconexión, corte y reinstalación, mantenimiento y demás actividades propias de la operación.

1.2.2. Justificación del problema

Se pueden mencionar los siguientes puntos que justifican el desarrollo de un sistema AMI en un sistema eléctrico.

Clastres, 2011 (citado por Vázquez A. 2017):

- Calidad y confiabilidad de la energía: brindaría una oferta de energía más confiable (con menores cortes), más limpia y que se adecúa a los cambios en el sistema gracias al uso de la información digital, control automatizado y un sistema autónomo.
- Eficiencia energética: es más eficiente porque hace un menor uso de la energía, reduce el pico de demanda, reduce pérdidas de energía y tiene la habilidad de inducir a los clientes finales a mejorar su consumo de energía.
- Conservación del ambiente: permite la reducción de los gases de efecto invernadero y otros contaminantes de manera directa, reduciendo el uso de los combustibles fósiles y fomentando la generación de energía mediante recursos renovables, y de manera indirecta, reemplazando vehículos que funcionan con combustibles derivados del petróleo por vehículos eléctricos que se pueden conectar a la red.
- Aspectos financieros: se generarían beneficios económicos, pues se reducen enormemente los costos de operación, los consumidores pueden elegir entre diferentes precios y tienen acceso a información sobre la energía que consumen y, finalmente, las empresas mejoran la tecnología de generación, distribución, almacenamiento y coordinación de la energía.

Por otro lado, también se pueden mencionar justificaciones para el desarrollo de un sistema AMI desde el punto de vista de cada uno de los agentes involucrados:

- Consumidores: se ven beneficiados por la reducción en la duración de los cortes, mejor control sobre sus gastos y el uso optimizado de la energía almacenada.
- Empresas: pueden brindar mayor confiabilidad en el suministro, especialmente durante situaciones adversas, mientras manejan sus costos de una forma más efectiva

a través de una mayor eficiencia energética y un mejor manejo de información sobre la máxima demanda. Por ejemplo, las empresas generadoras, pueden tener mayor certeza sobre el comportamiento de la demanda y los distribuidores y comercializadores pueden realizar ofertas competitivas dados los diferentes perfiles de los consumidores finales.

- Sociedad: en lo que respecta a la sociedad, ésta se beneficiaría debido a la promoción de energías renovables, a una mayor eficiencia energética (menores picos de demanda y por lo tanto menores costos marginales) y a la introducción de vehículos eléctricos que reducirían los impactos negativos sobre el ambiente.

La instalación del sistema AMI en el sistema eléctrico tendría impactos económicos sobre la eficiencia de la producción y el consumo de energía.

1.2.3. Objetivos de la investigación

a) Objetivo general

- El proyecto de investigación tiene por objetivo analizar y desarrollar el sistema de gestión de medición de energía eléctrica, basado en la tecnología PLC (Power Line Communication), de clientes mayores en el servicio eléctrico Ananea.

b) Objetivos específicos

- Describir y evaluar las instalaciones eléctricas existentes conformadas por la subestación Ananea, clientes mayores y equipos de medición.
- Efectuar el análisis comparativo de cada alternativa evaluada en el sistema de “Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)” como son RF, GPRS y PLC.
- Establecer las especificaciones técnicas del sistema de medición de consumo de energía eléctrica basado en la tecnología AMI - PLC.

Capítulo 2

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. Antecedentes de la investigación

a) La Ley de Concesiones Eléctricas (Ley Nro. 25844), promueve la participación de las Personas Naturales o Jurídicas, Nacionales o Extranjeras en las áreas de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, para garantizar la prestación del Servicio Público de Electricidad de calidad, con una rentabilidad que depende de la gestión en la etapa de la inversión como en la operación.

Así mismo establece en el literal c) del artículo 34, que las concesionarias de distribución están obligadas a garantizar la calidad del servicio que fija su contrato de concesión.

b) NACIONALES

Para el presente estudio se consideró el documento de trabajo siguiente:

Vásquez A. (2017). Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano. Documento de Trabajo No 38, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.

El resumen principal del documento se detalla a continuación:

En el presente documento de trabajo se analiza la problemática económica de la implementación de las denominadas smart grids o redes inteligentes en el sector eléctrico. Para ello, en la primera sección se presentan los avances en cuanto a la promoción de smart grids y

la generación distribuida para el caso peruano. En la segunda sección se discuten las definiciones de smart grids, desde los aspectos tecnológicos hasta los conceptos de generación distribuida y cogeneración. En la tercera sección se analiza la justificación de su implementación y su impacto económico por el lado de la oferta y la demanda. En la cuarta sección se presenta el análisis de costos y beneficios de la implementación de smart grids, realizado a nivel internacional. En la quinta y última parte se presenta el impacto de la generación distribuida en el sistema energético peruano. Asimismo, en esta sección se brindan algunos alcances sobre la problemática de la implementación de las smart grids en el sector eléctrico peruano, incluyendo la discusión de algunas opciones de política y financiamiento.

Para el presente estudio se consideró el documento de trabajo siguiente:

Muro J. (2017). Smart Grid en el Perú: Retos y factores Críticos de Éxito. Gerente Corporativo Comercial – Grupo Distriluz.

La conclusión principal del documento se detalla a continuación:

- Smart Grid no es un fin sino, un camino para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y optimizar el bienestar social de los consumidores y empresas en el país.
- El nuevo modelo, transforma la concepción de la red eléctrica convencional permitiendo la participación activa de los consumidores, el ingreso de nuevos agentes, tener una red con autonomía operativa, utilizar eficientemente los activos de la red, y administrar la demanda ofreciendo una óptima señal de precios.
- Se han identificado factores críticos de éxito para implementar Smart Grid (Nuevas tecnologías, incentivos económicos, integración regional, regulación, bienestar social y medioambiental), que no deben ser tratados en forma aislada; por el contrario, su visión sistémica y su articulación uno con otro constituye una necesidad propia del proceso de implementación, que comprende a los diferentes grupos de interés (Stakeholders).
- El modelo Smart Grid, es un “sistema a la medida”; por tanto, en esta publicación se propone un plan de actividades adaptado para al país, que contiene acciones, tales como: Elaborar un marco político, elaborar hojas de ruta, desarrollar el marco regulatorio, promover el desarrollo tecnológico y la estandarización, implementar los

proyectos pilotos, intercambiar conocimientos técnicos y crear conocimiento en el público y agentes.

- Partiendo de que, Smart Grid es “hoy”, lograremos vencer la inercia del cambio y conseguiremos oportunamente planificar nuestras acciones futuras.

Para el presente estudio se consideró la información siguiente:

Pérez R. (Junio, 2016). Viceministro de energía. Implementación de medidores inteligentes. Foro “Sector Energía en el Perú- Una Visión de Largo Plazo”, organizado por el Centro Nacional De Planeamiento Estratégico CEPLAN y la Universidad de Ingeniería y Tecnología UTEC, Lima. <http://www.ceplan.gob.pe/portfolio/xx-foro-del-futuro-sector-energia-en-el-peru-una-vision-de-largo-plazo/>

El resumen principal del Foro se detalla a continuación:

Con el fin de mejorar el servicio eléctrico a nivel nacional, el ministerio de energía y minas evalúa la posibilidad de implementar 6 millones de medidores inteligentes en los próximos 8 años el cual se iniciaría a partir del año 2017, así lo anuncio el viceministro de energía Raúl Pérez Reyes quien señalo se viene elaborando al interior de MEM.

c) INTERNACIONALES

Para el presente estudio se consideró el documento de trabajo siguiente:

López R. (2008). “Análisis de alternativas de desarrollo de sistemas de medida avanzada bajo el concepto de redes inteligentes en Chilectra S.A.”. (Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista). Universidad de Chile, departamento de ingeniería eléctrica. Santiago de Chile.

La conclusión principal del documento se detalla a continuación:

En general los sistemas de medida avanzada para clientes masivos han sido abarcados por las empresas de servicio de electricidad por sobre las empresas de agua y gas, pues se necesita convertir la señal y un medio de comunicación para su envío.

Las empresas conjuntas de electricidad y gas, y los monopolios de generación, transmisión y distribución han sido pioneros en desarrollos de esta materia. Todo indica que el beneficio de un sistema de medida avanzada no solo relaciona los beneficios de la empresa de

distribución, sino que se tendrá que analizar el efecto de estos sistemas sobre otras partes interesadas como es el caso de la generación, el regulador y el cliente final. Será de importancia la relación mantenida con el o los reguladores y agentes gubernamentales, pues es necesaria una legislación, un estándar mínimo funcional y subvenciones en caso de existir beneficios que trasciendan al distribuidor.

La tendencia global es el reemplazo gradual y progresivo de un medidor electrónico por sobre un medidor electromecánico por la facilidad que otorga para incurrir en nuevas herramientas. Para los sistemas con clientes que consuman grandes niveles de potencia, vale decir, sobre 100[kW] la tendencia es utilizar sistemas de medida avanzada con control de carga. Para clientes masivos menores a 100 [kW] la tendencia es el uso de medidores con control tarifario que permitan la comunicación remota idealmente bidireccional.

Chilectra para sus clientes masivos necesitara un sistema que permita el control tarifario de sus clientes, con un mayor nivel de información para incrementar la calidad del sistema, mayores resguardos anti hurto y que permita la interacción con otras plataformas.

En términos tecnológicos, cumpliendo con los focos de desarrollo de gestión de la demanda y calidad de servicio, se propone un sistema de medida con detección de hurto, cuatro tiempos de uso, lectura de consumo diario desde el colector, recolectando la información por el centro de control cada 15 días, la posibilidad de actualizar el software, un módulo de corte y reposición remoto y un módulo opcional para interconectar otros servicios de medida tal como el servicio de gas.

Se concluye que para la implementación masiva Chilectra deberá utilizar políticas que incrementen la viabilidad del proyecto como el desarrollo de las comunicaciones y un análisis económico exhaustivo que abarque a otras entidades.

Para la interconexión de otros servicios se plantea la opción de establecer sectores, que, bajo un estudio conversado con las partes involucradas, permita llegar a un común acuerdo.

La realización de un piloto permitirá el estudio de los beneficios estimados en terreno. Por otra parte, el piloto AMI básico expuesto en esta memoria cumple con los focos que se esperan sean las tendencias locales de los próximos años. Su implementación significara promover a otras entidades para realizar este tipo de proyectos a nivel Latinoamericano. En términos de costos globales un sistema de medida avanzada, dependiendo del grado de

implementación y el tipo de tecnología usada para el escenario de Chiletra para la totalidad de sus clientes costara mínimo \$150 MMUS, con periodo de implementación entre 3 a 5 años y una subvención estimada de un 30% del costo global.

Para la implementación en los clientes masivos, se recomienda comenzar por los nuevos clientes y clientes con más de 20 años de vida en la zona urbana con tecnología DLC. La tecnología de RF enmallada puede ser una alternativa de interés en el futuro, en especial con la masificación de estas tecnologías.

Los principales beneficios obtenidos de este tipo de sistema son la lectura remota, la gestión de la demanda, la detección de hurto y el corte y reposición del sistema. Otros beneficios como servicios de lectura, domótica, Internet entre otros, dependerán del nivel de negociación de la compañía, pues permite que se perciba un beneficio social, no solo por la distribuidora eléctrica, si no por el cliente final y negocios relacionados con el servicio. Los riesgos que se incurren en el proyecto son principalmente financieros y comerciales. Son muchos los factores que entran en juego por lo que se deberá implementar una etapa de prueba para asegurar la viabilidad del proyecto y la conformidad de las partes involucradas. Otras líneas de investigación que se proponen son analizar la posibilidad de implementar la tecnología BPL para sectores seleccionados, basado en un estudio del comportamiento de la demanda.

Se propone desarrollar un módulo de comunicación a corta distancia dentro del hogar con el objeto de visualizar los consumos basados en precios, visualizar avisos eventuales de la empresa y avisos publicitarios externos en dispositivos tales como un computador y un televisor.

Para el presente estudio se consideró el documento de trabajo siguiente:

Pérez V. (2013). "Estudio preliminar sobre la viabilidad de la implementación de medidores inteligentes de energía en los estratos 1, 2 y 3 de Cali". (Tesis de grado). Universidad del Valle, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Santiago de Cali.

La conclusión principal del documento se detalla a continuación:

Uno de los factores que motivan a la implementación de las tecnologías de redes inteligentes en Colombia, es la reducción de las Pérdidas No Técnicas, específicamente en los Sistemas

de Distribución. Por esta misma razón, ciertas comercializadoras han adoptado tecnologías de medición inteligente.

En particular, el sistema de medición TWACS tecnológicamente ofrece una facilidad para ser implementado por las empresas comercializadoras que deseen adoptar la tecnología de medición inteligente, ya que no requiere una ampliación en la infraestructura, puesto que las redes eléctricas existentes hacen parte de la infraestructura de comunicación de dicho sistema. Por lo anterior, el costo que deberá asumirse será únicamente el del equipo de comunicación de la subestación, el del equipo de comunicación remoto y el del equipo de control centralizado. Habrá que comparar los costos de la implementación de esta tecnología con los costos de otras tecnologías de medición inteligente para que, en términos económicos, se determine si es conveniente o no, la adopción de esta tecnología para la empresa.

Para cubrir las urbanizaciones de los estratos 1, 2 y 3 de la ciudad de Cali con el sistema de medición TWACS se requiere de 12 CRU's, 14 OMU's, 14 MTU's y 48 IPU's que conforman el Equipo de Comunicación de la Subestación (SCE). Adicionalmente, se requerirían de 427.049 medidores para instalar en usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3 suscritos a EMCALI, ENERTOTAL y VATIA. El costo del SCE sería de 1.323.200 USD y el costo del Equipo de Comunicación Remota (RCE), sería de 165.695.012 USD. La implementación de "medidores inteligentes" requiere de un marco regulatorio y normativo, puesto que de esta manera se garantiza la interoperabilidad entre los sistemas y productos de los diferentes fabricantes; además, se fijarían artículos regulatorios en los que se especifiquen todos los aspectos que involucraría la medición inteligente.

Actualmente en Colombia no hay normas vigentes que precisen sobre los medidores inteligentes, sin embargo, ya existe el borrador 3 que trata sobre los requisitos para la implementación del Sistema AMI y se encuentran en revisión normativas vigentes sobre los medidores de energía. En Colombia existen aspectos regulatorios que pueden incentivar a la implementación de los medidores inteligentes, siendo de mayor peso el de la adopción de medidores inteligentes como parte del Plan de Reducción de Pérdidas no Técnicas, que pueden presentar las empresas que sobrepasen las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1. Adicionalmente, otros incentivos regulatorios que pueden tener en consideración las empresas comercializadoras y/o el operador de red son: el de medir los consumos "reales"

al usuario, informar al usuario la manera de utilizar con eficiencia el servicio de energía y el de tener en consideración los avances de la ciencia y la tecnología en los planes de expansión del OR.

El Artículo 144 de la Ley 142 de 1994 es un incentivo regulatorio por el que la empresa puede exigir al suscriptor el reemplazo del medidor convencional por uno inteligente. Sin embargo, el tema de la sustitución del medidor involucra la oposición por parte del suscriptor, quien puede justificar la no sustitución del medidor siempre y cuando éste cumpla con las características técnicas exigidas por la empresa y se verifique el buen funcionamiento del mismo. Además, los usuarios de estrato 1, 2 y 3 muy probablemente no pueden asumir el costo del medidor, por lo que existe una barrera de tipo social frente a la implementación de estos medidores en dichos estratos.

Para implementar las tecnologías de medición inteligente en Colombia, es necesario ajustar y realizar cambios en la regulación. Deberán hacerse ajustes en la ecuación del costo unitario de la prestación del servicio para usuarios que a futuro cuenten con medidores inteligentes y ciertos cambios como en los plazos máximos de reconexión o reinstalación, en los que se tenga en cuenta que los medidores inteligentes pueden efectuar dichas operaciones de forma remota y por tanto en un menor tiempo.

Los usuarios del estrato 1 de la ciudad de Cali pueden no sacarle el mejor provecho a la información detallada de los consumos que ofrece la tecnología de medición inteligente, porque éstos presentan bajos niveles educativos que le dificultan el entendimiento de la información proporcionada. Además, la falta de conocimiento acerca de las medidas a tomar para reducir los consumos o la falta de conciencia por dar un uso razonable a la energía, puede conllevar a que la reducción de los consumos energéticos no sea efectiva en dichos usuarios. Por el contrario, los usuarios residenciales del estrato 2 y 3 pueden dar un mayor aprovechamiento a la información proporcionada por el medidor.

Actualmente, no existe una reducción en los costos de comercialización para usuarios que cuentan con la medición inteligente. La integración de la micro generación de energía tampoco es un beneficio que actualmente ofrezca la tecnología de medición inteligente en Colombia, debido a la falta de aspectos normativos.

Para el presente estudio se consideró el documento de trabajo siguiente:

Santos A. (2013). “Análisis de la Aplicación de las TIC para el Desarrollo y Despliegue del Concepto de Smart Energy. Plan Estratégico 2020 y hoja de Ruta”. (Documento). Universidad Carlos III de Madrid.

La conclusión principal del documento se detalla a continuación:

Como hemos visto desde distintas perspectivas, la evolución de la red eléctrica es necesaria para que la sociedad pueda seguir avanzando. Esto será posible gracias a la convergencia de infraestructuras de energía y telecomunicaciones. El aumento de las tecnologías y la instalación de energías renovables requieren una replanificación de la red eléctrica apoyándose fundamentalmente en las comunicaciones, siendo la forma más sencilla la transmisión de datos por esta misma red utilizando PLC.

Los cambios que se presentan en esta planificación afectan directamente a los usuarios ofreciendo grandes ventajas abordando algunas necesidades como:

- Precios razonables y previsibles de electricidad, preferiblemente con fuentes renovables.
- Uso eficiente de la energía, tanto en lugares públicos como privados.
- Uso de servicios y aplicaciones nuevos que facilitan y hacen más sostenible en consumo energético.
- Fácil instalación de un generador de energía renovable a pequeña escala propio, dando la oportunidad de comprar y vender energía.
- Opción de tener zonas autosuficientes, sin conexión permanente a la central energética.
- Confidencialidad y seguridad en la información del sistema de energía.
- Reducción de las emisiones de gases de invernadero.

Este nuevo modelo de energía conlleva la aparición de un negocio que necesita un marco regulador para favorecer la inversión en el sector energético y la emergencia de nuevos mercados. Este proyecto proporciona información para el desarrollo de dicha política de regulación.

2.2. Procedimiento actual de medición de los clientes del estudio

Actualmente la medición de consumo de energía eléctrica de los clientes mayores del servicio eléctrico Ananea se realiza mediante visitas al lugar donde se encuentran instalados físicamente los medidores.

El trabajador de la contratista de lecturas, anota el valor de consumo de energía eléctrica del medidor, posteriormente esta información junto con la de los otros medidores, se almacena y se procesa en la sede del centro de atención Juliaca para que puedan emitir el recibo de consumo de energía correspondiente.

2.3. Actuales necesidades de las empresas de distribución

En la actualidad las empresas de distribución de energía eléctrica vienen adoptando e implementando soluciones tecnológicas que les permitan colaborar con la gestión técnica de reducción de pérdidas, disminución de los problemas técnicos y no técnicos propios de las empresas, como, por ejemplo, registro real del consumo, operación del sistema de distribución, así como también colaborar en la solución de problemas comerciales, con criterios de eficiencia en recursos, bajos costos de mantenimiento en el mediano y largo plazo, así como rentabilidad para el negocio de comercialización de la energía eléctrica. En consecuencia, las empresas están requiriendo sistemas que les permitan realizar:

- Lectura automática de medidores.
- Control de carga.
- Servicio de conexión y desconexión.
- Automatización de distribución.
- Sistema de prepago.
- Protección de ingresos.
- Apoyo en la facturación.

- Lectura de data en intervalos.
- Lecturas de demanda.
- Facturación por TOU.
- Monitoreo del voltaje de línea.
- Detección de averías y restauración de servicio.
- Detección de manipulación/hurto.

La experiencia habla que estos sistemas comenzaron como soluciones de Lectura Automática de Medición o en inglés “Automatic Meter Reading” (AMR), pero que con el tiempo la tecnología evolucionó a lo que ahora son las soluciones de Infraestructura de Medición Avanzada, o en inglés “Advanced Metering Infrastructure” (AMI).



Figura 2.1: Clasificación de sistemas de medida avanzada.
Fuente: López R. (2008).

Los sistemas AMI tienen como objetivo la automatización del ciclo comercial de lectura, suspensión y reconexión del suministro eléctrico, ofrecer sistemas de venta de energía postpago y/o prepago, limitación del suministro de energía, ofrecer servicios en horarios específicos, todo esto de modo tal que el servicio pueda ser personalizado de acuerdo

a los requerimientos particulares de cada usuario. Adicionalmente el sistema AMI posibilita la elaboración de balances de energía permanentes sin inconvenientes de lectura, facilitando la toma de decisiones inmediatas y el direccionamiento oportuno de actividades.

Los sistemas AMI pueden asegurar el monitoreo permanente de la condición de conexión del usuario, alertando sobre la intervención del sistema de medida, desviaciones del patrón de consumo, posibilitando la detección temprana de fallas en el suministro, mejorando la atención al usuario.

Asimismo, la disposición de información en línea a nivel de usuario y la no injerencia del factor humano en el proceso de lectura redonda en la mejora de la calidad de la información de las lecturas del medidor, mejora en la facturación, disminución de reclamos, entre otros beneficios.

Los sistemas AMI introducen tecnologías que integran otros sistemas de información de las empresas para colaborar en la solución de problemas comerciales. Con criterios de eficiencia en recursos, bajos costos de mantenimiento en el mediano y largo plazo, así como rentabilidad para el negocio de comercialización de la energía.

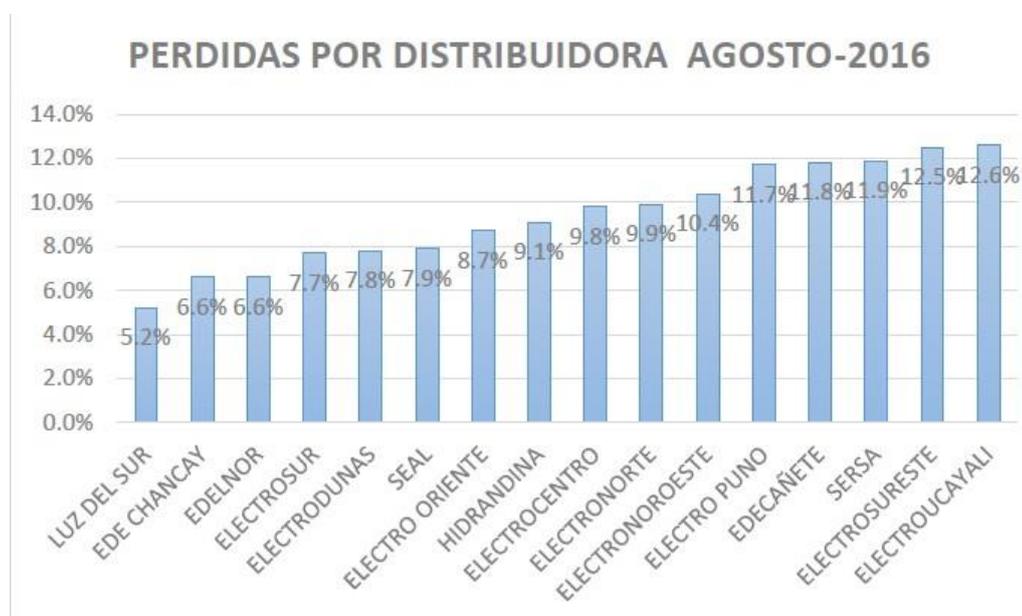


Figura 2.2: Pérdidas de energía en el Perú.
Fuente: Osinergmin (Jano Y. 2017)

2.4. Sustento teórico

2.4.1. Definición de un sistema de Infraestructura de Medición Avanzada

El sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) se refiere a un sistema que mide, recolecta y analiza el uso de la energía, desde diferentes dispositivos como medidores inteligentes de electricidad, agua, y/o gas a través de diversos sistemas de comunicación en dos vías o requerimientos en un esquema predefinido. Esta infraestructura incluye hardware, software, comunicaciones, sistemas asociados a la atención del usuario y software para el manejo de datos de medición (MDM).

La red entre los dispositivos de medida y los sistemas comerciales permiten la recolección y distribución de información a los usuarios, proveedores, compañías de suministro y proveedores de servicio. Habilita estos negocios para que sean participativos o provean soluciones, productos y servicios en respuesta a la demanda. Al suministrar información a los usuarios, el sistema posibilita un cambio en el uso de la demanda de los patrones normales de consumo, bien sea en respuesta a la tarifa o a incentivos diseñados para mejorar el uso de la energía en los períodos de demanda pico o durante periodos de baja confiabilidad operacional del sistema.

También, con la información recolectada a través de estos sistemas, se adquiere la capacidad de gestionar la operación técnica, facilitar la toma de decisiones y aliviar los problemas comerciales de la empresa de distribución. Los sistemas AMI cruzan la barrera y van mucho más allá de los sistemas de AMR (Automatic Meter Reading) en el sentido de que habilita la comunicación en dos vías con el medidor. Los sistemas en los cuales solamente se cuenta con la capacidad de lectura del medidor no se consideran sistemas AMI.

2.4.2. Beneficios de los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada

Los sistemas AMI permiten mejorar la gestión comercial, gestión de pérdidas, técnica y operativa, presentando los siguientes beneficios:

a. Beneficios gestión comercial

- Lectura remota de medidores automatizada en intervalos periódicos.
- Disminuye ciclo de facturación (es en línea).
- Suspensión y reconexión remota automatizada.
- Venta de energía prepago.

b. Beneficios gestión pérdidas

- Balance de energía en línea por transformador.
- Control de carga en línea.
- Limitación de corriente.
- Detección inmediata de intento de intervención de la medida.
- Seguimiento a usuarios en corte.

c. Beneficios gestión técnica

- Calidad del servicio.
- Medición de perfiles de voltajes para cada suministro.
- Atención en línea de los reclamos de clientes sobre el servicio.
- Aumenta la satisfacción del cliente.
- Disminución en el tiempo de atención de los daños en la RED.
- Verifica las condiciones de las redes de energía permanentemente.

d. Beneficios gestión operativa

- Elimina costos de lectura.
- Elimina errores de lectura.
- Elimina causas de no lectura.
- Disminuye reclamos por error de lectura.
- Elimina costos de reconexión.

e. Beneficios gestión de usuarios

- Asegura la calidad del proceso de medición y facturación.
- Mejora en la oportunidad en la atención a sus reclamos.
- Posibilita que el operador le envíe alertas tempranas por desviaciones en su consumo.
- Posibilita la implantación de esquemas de facturación personalizados.
- Evita molestias en el proceso de suspensión y reconexión.
- Posibilita un esquema provisional de limitación de suministro antes del corte definitivo.
- Posibilita al usuario de disponer de información en línea de la calidad del servicio.

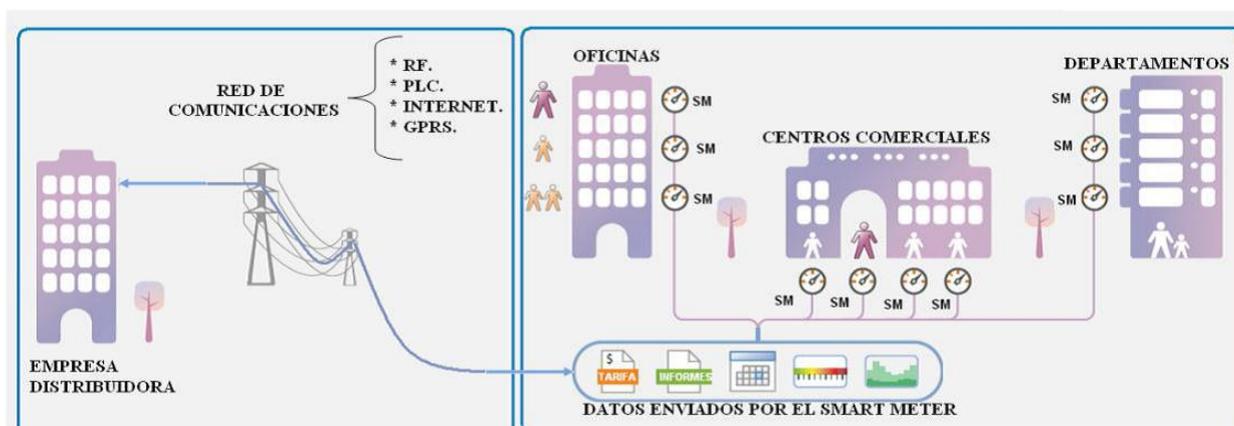


Figura 2.3: Conexión de un sistema AMI.

Fuente: Idrovo C. (2012)

2.4.3. Tecnologías AMI disponibles en el mercado

Un sistema AMI típico involucra tres elementos fundamentales:

- a. El sistema de comunicación
- b. Los equipos de medición
- c. El sistema de información (software)

Los sistemas de comunicación estandarizados comprenden varias tecnologías, que, dependiendo de las condiciones del lugar de instalación, pueden ser:

- **RF (Radio Frecuencia)**. Utiliza el espectro electromagnético como canal de comunicación.
- **GPRS (General Packet Radio Service)**. Es un servicio de las comunicaciones móviles para la transmisión de datos mediante conmutación de paquetes.
- **PLC (Power Line Communications)**. Son las comunicaciones mediante línea de potencia, es decir, utilizan las líneas (o redes) de energía eléctrica convencionales para transmitir señales con propósitos de comunicación.

Como información de conocimiento general, en el mundo la tendencia en tecnologías AMI para empresas de distribución de energía eléctrica, principalmente utilizan como medios de comunicación RF, GPRS o PLC.

A continuación, se describen las tecnologías de sistemas AMI que se consideran como alternativas para localidades cuyas redes de distribución son similares a las que dispone Electro Puno.

2.4.4. Sistemas AMI basados en RF

De acuerdo al estudio realizado, una de las opciones que presenta el mercado respecto a soluciones AMI es la que emplea el sistema de comunicación en radio frecuencia, la misma que se caracteriza por utilizar, en la mayoría de soluciones, frecuencias de radio no licenciadas.

Este tipo de soluciones pueden manejar, para la red troncal de comunicación, la banda de frecuencia no licenciada de 2.4 y/o 5.8 GHz, basada en una configuración del tipo red

mesh. También podría utilizar frecuencias licenciadas, pero hay que tener en cuenta que este tipo de frecuencias necesitan los permisos del MTC y pagos de canon anual por punto de comunicación.

La red mesh está conformada por una serie de dispositivos instalados en un área de cobertura determinada, los cuales se interconectan entre sí. De esta manera se busca que la información pueda viajar por distintos caminos para evitar la caída de los enlaces de comunicación.

Además, al ser una solución que requiere implementar infraestructura de comunicaciones (radios, antenas, repetidoras, torres), requieren de personal especializado en telecomunicaciones para su instalación y mantenimiento, lo que podría generar excesivos costos de inversión inicial, e importantes costos de mantenimiento y operación del sistema.

En este sistema, los medidores se comunican con la red troncal a través de un módulo adicional al medidor que actúa como modem GPRS, el cual contiene una tarjeta SIM. A través de este medio, el medidor transmitirá las lecturas de consumo del cliente hacia la red mesh, para que luego sean a su vez enviadas al centro de control, lugar donde serán recepcionadas por el software de gestión que forma parte de la solución AMI.

Es necesario tener en cuenta que los clientes a ser medidos bajo este tipo de solución deberán residir dentro del área de cobertura de la red del proveedor celular. Deberá además tenerse en cuenta de que a medida que la red AMI crezca, incorporando nuevos clientes, los costos correspondientes a la expansión de la red mesh podrían sufrir un incremento notorio dependiendo, sobretodo, de la geografía del lugar y la distancia al backbone de la red RF.

El módulo de comunicación permite que la información de medida sea enviada a la empresa distribuidora a intervalos regulares o bajo demanda. La interface de comunicaciones emplea direcciones IP tanto estáticas como dinámicas bajo el protocolo IEC 62056-21 con enlaces transparentes.

Un punto importante a tener en cuenta es que la información de consumo de los clientes, en base a la cual se efectuará la facturación de los servicios, será manejada completamente por la empresa de distribución eléctrica, pero con un alto costo operativo y de

mantenimiento del sistema de comunicaciones. Por supuesto se entiende que el éxito respecto al desempeño del sistema se verá supeditado en gran medida al desempeño o calidad de los equipos de radio y su adecuado mantenimiento, para lo cual la empresa de distribución deberá contar con un grupo de personas altamente capacitadas en la especialidad de telecomunicaciones.

Otro punto a tener en cuenta en este tipo de sistemas es la disponibilidad, un servicio de mantenimiento poco adecuado a la red de comunicación en radiofrecuencia, afectarán sin duda este parámetro condicionando la efectividad del sistema y la utilidad que este pueda brindar a la empresa de distribución.

La red RF de este tipo de sistema AMI implica instalar una red de antenas de comunicación para asegurar la cobertura del sistema, en un esquema punto-multipunto y multipunto-multipunto.

Para ampliar la cobertura inicial, sujeta al alcance del proyecto, será necesario infraestructura adicional. Debe considerarse además la instalación de torres de comunicación en la ciudad o en su defecto arrendar el espacio a empresas que cuenten ya con torres de comunicación instaladas, siendo esto un tema complejo que puede acarrear grandes costos adicionales, así como la obtención de los permisos necesarios que actualmente los municipios difícilmente otorgan.

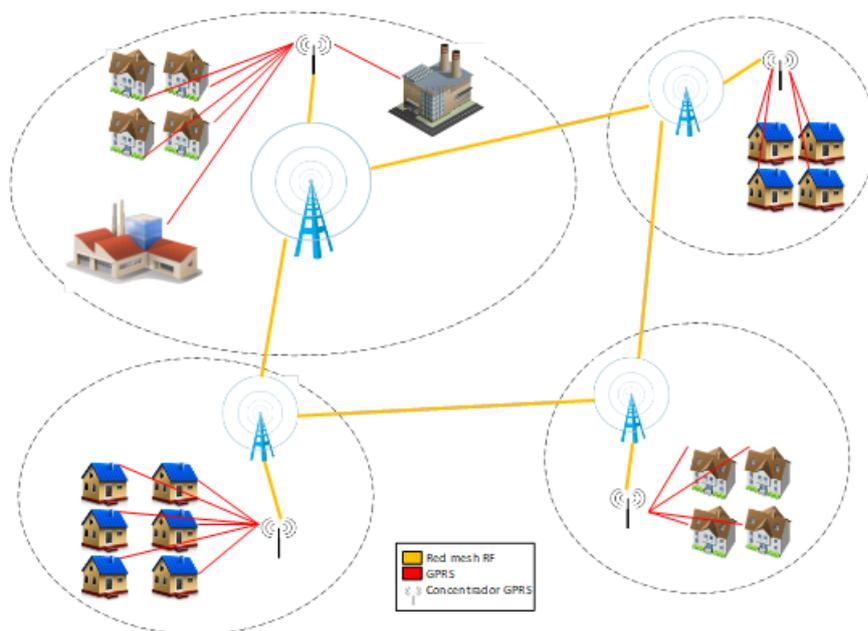


Figura 2.4: Arquitectura de la solución AMI RF

2.4.5. Sistemas AMI basados en GPRS

Los sistemas AMI basados en comunicaciones por GPRS resultan una interesante opción para la comunicación de datos, pues no se requiere que la empresa de distribución despliegue una red propia de comunicaciones, haciendo que el costo de implementación y mantenimiento del medio de comunicación sea bajo.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que la disponibilidad de las comunicaciones estará supeditada a la confiabilidad de la cobertura que pueda brindar la empresa de comunicaciones. No será posible monitorear un punto de medición si es que no tiene cobertura de comunicaciones, limitando la aplicación de los sistemas AMI.

GPRS es la tecnología de comunicaciones móviles específicamente diseñada para la utilización de datos. Esta tecnología brinda al usuario una mayor velocidad de conexión y la ventaja de estar siempre conectado (considerando una zona con cobertura). Se factura por información transmitida y no por tiempo de conexión, así el usuario pagará por lo que ocupa el sistema en la transferencia de datos.

Para la conexión de los medidores solo será necesario la instalación del modem GPRS adecuado con los puertos de comunicación disponible en el medidor.

Debemos tener en cuenta también la facilidad de instalación y reemplazo de medidores, esto sin la necesidad de realizar mayores configuraciones a nivel del canal de comunicación.

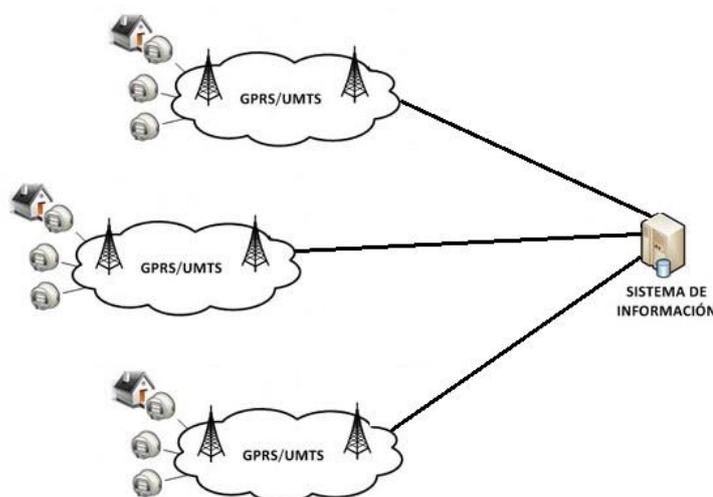


Figura 2.5: Arquitectura de la solución AMI GPRS

2.4.6. Sistemas AMI basados en PLC

Los sistemas AMI basados en la tecnología PLC (Power Line Communication) utilizan la misma red de distribución de energía eléctrica para la transmisión de los datos de medición e información del consumo de los clientes hacia la empresa eléctrica, por lo tanto, no requieren de redes de terceros o una red de comunicación adicional y exclusiva para estos fines, cuyo mantenimiento es complicado y tiende a desviar los esfuerzos de la empresa eléctrica.

Además, dentro de las tecnologías PLC, a través del tiempo, se han venido dando avances al punto que hoy en día la solución ya no requiere de elementos concentradores y/o acopladores que ayuden a interfasar entre la red de media tensión y baja tensión. Actualmente las soluciones disponibles en PLC pueden transmitir las señales de información a través de la red eléctrica atravesando transformadores de distribución sin necesidad de concentradores y/o acopladores intermedios en la red.

En cualquier caso, la solución PLC requiere la instalación de equipamiento en la subestación de potencia (SET) que sirve como cabecera para el envío y recepción de la información desde y hacia los clientes a medir. Este equipamiento es del tipo convencional y adaptable a las instalaciones existentes en la subestación.

Con esta tecnología se asegura que el sistema pueda llegar a una cobertura del 100% de sus clientes, pues donde haya servicio eléctrico habrá comunicación.

Al no colocar equipamiento adicional en la red, no existen costos de mantenimiento adicionales a los que demanda la red de distribución en su configuración actual. Asimismo, se evitan interrupciones en la distribución y la modificación de los sistemas GIS ó SCADA para la inclusión de nuevos equipos.

Para la conexión de los medidores solo será necesario la instalación del modem PLC adecuado en el medidor, que le permita comunicarse a través de la línea eléctrica.

Adicionalmente esta tecnología puede ser utilizada para la gestión operativa de la distribución ya que ofrece ventajas como el control de recloser, banco de capacitores y reguladores de tensión.

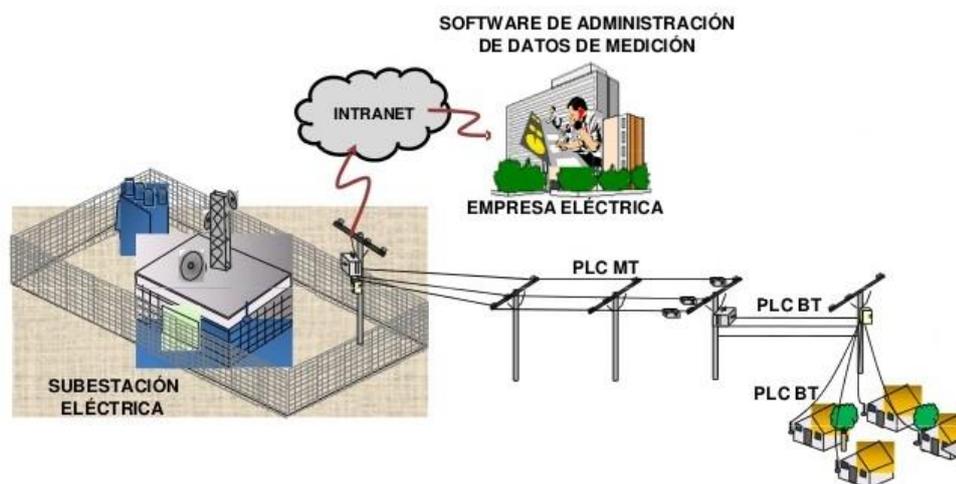


Figura 2.6: Arquitectura de la solución AMI PLC

2.4.7. Descripción general del sistema PLC

El sistema TWACS (Two Way Automated Communications System) es un sistema de comunicación bidireccional, el cual denominaremos en adelante sistema PLC (Power Line Communications), que emplea la infraestructura del sistema de distribución eléctrico existente y permite a las empresas prestadoras del servicio de energía obtener, comunicar y analizar la información de los consumos de energía de sus clientes. Este sistema además cuenta con otras funcionalidades como:

- Lectura Automática de medidores (AMR).
- Obtención de datos por intervalos.
- Monitoreo de la tensión de línea y calidad de potencia.
- Servicio de conexión/desconexión remota.

Pérez V. (2013, p.47).

2.4.8. Componentes del sistema PLC

El sistema PLC cuenta con un Equipo de Control Centralizado (CCE), un Equipo de Comunicación en la Subestación (SCE) y un Equipo de Comunicación Remota (RCE), cada uno de éstos compuesto a su vez por otros elementos. Pérez V. (2013, p.47).

a) Equipo de Control Centralizado (CCE).

Los elementos que hacen parte la estación maestra son aquellos que se encuentran en el centro de control de la empresa de servicios públicos como el computador y su hardware, el servidor de red y los equipos de comunicación (módems) que conectan con los componentes del SCE. Pérez V. (2013, p.47).

b) Equipo de Comunicación en la Subestación (SCE).

El Equipo de Comunicaciones de la Subestación (SCE) recibe y traduce los comandos a formato de tecnología PLC. Luego, el SCE conecta los comandos a los cables de energía de servicio y transmite los mensajes a los dispositivos finales. Aclara (2011, p.4). Los componentes principales del SCE son los siguientes:

Unidad de Control y Recepción (CRU)

Recibe comandos desde la Estación Maestra y transmite datos hacia ésta. Controla la señal de salida al Equipo de Comunicaciones Remota (RCE). Recibe y procesa la señal de entrada de PLC que viene del RCE.



Figura 2.7: Unidad de Control y Recepción (CRU).
Fuente: Aclara (2011, p.4)

Unidad de Modulación de Salida (OMU)

Genera la señal de salida que se propaga al RCE.



Figura 2.8: Unidad de Modulación de Salida (OMU).
Fuente: Aclara (2011, p.4)

Unidad del Transformador de Modulación (MTU)

Conecta la señal de salida que genera la OMU con el cable de energía.



Figura 2.9: Unidad de Transformador de Modulación (MTU).
Fuente: Aclara (2011, p.4)

Unidad de Recogida de Entrada (IPU)

La IPU está cableada en serie con el circuito de los CT del servicio y consta de transformadores de corriente que recogen las señales de entrada y las transfieren a la CRU para que sean procesadas.



Figura 2.10: Unidad de Recogida de Entrada (IPU).
Fuente: Aclara (2011, p.4)

La cantidad de los elementos del SCE varía según sea la configuración de la subestación en la que se vayan a instalar, puesto que algunos elementos como la OMU se instalan por cada barra de la subestación. La tabla 6 muestra la cantidad de los elementos del SCE que se requieren en la subestación. Pérez V. (2013, p.48).

Tabla 2.1: Cantidad de elementos del SCE en la subestación
Fuente: Pérez V. (2013, p.48).

Elementos del SCE	Cantidad	Por
CRU	1	Subestación
OMU	1	Barra
MTU	1	OMU
IPU	1	Circuito o Barra

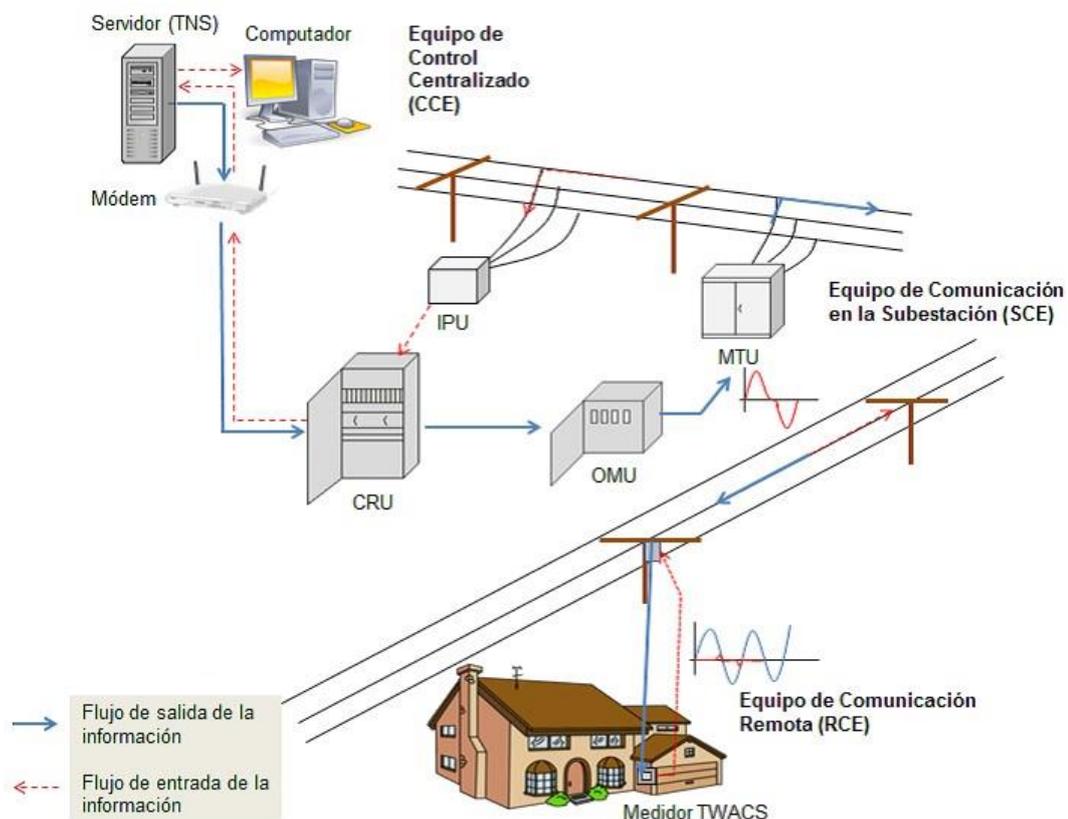


Figura 2.11: Flujo de la información en el sistema PLC.
Fuente: Pérez V. (2013, p.51).

c) Equipo de Comunicación Remota (RCE).

Equipo de Comunicaciones Remoto (RCE): Base de la jerarquía del sistema PLC.

Los RCE se componen de la familia de productos de módulos Aclara.

Los RCE están en la ubicación del cliente e interconectan la comunicación con varios dispositivos terminales, tales como medidores, calentadores de agua y unidades de aire acondicionado, para habilitar la lectura automática del medidor (AMR, por sus siglas en inglés), administración de carga u otras funciones. Los RCE reciben las señales de salida por el cable de energía y las responden mediante el envío de las señales de entrada de vuelta al SCE. Aclara (2011, p.4).



Figura 2.12: Ejemplo de un medidor inteligente.
Fuente: Coronel G. (2011, p.67).

2.4.9. ¿Cómo opera la tecnología de medición PLC?

El sistema de medición PLC maneja una comunicación bidireccional, donde el flujo de salida de la información va desde la estación maestra hasta el medidor y el flujo de entrada desde el medidor hasta la estación maestra.

La estación maestra hace parte del equipo de control centralizado (CCE) y se comunica con la CRU mediante un enlace de comunicaciones (representado por el módem). La CRU a su vez, se comunica con otros elementos del SCE para ejecutar los comandos enviados desde la estación maestra. Pérez V. (2013, p.48).

2.4.10. Flujo de la Información.

Cuando hay un problema en el servicio, se envía un comando a la estación maestra. Ésta reenvía dicho comando a la CRU por medio del enlace de comunicaciones.

Una vez llega el comando a la CRU, se envían las instrucciones necesarias sobre las líneas de alta tensión, a través de la OMU y el MTU hasta llegar al medidor.

El medidor envía una respuesta a través del tendido eléctrico, la cual es recogida por la IPU. Ésta a su vez, reenvía la respuesta a la CRU, quién la comunica a la estación maestra.

La IPU capta las señales de salida y entrada, ya que ve la señal que sale de la CRU y ve la señal de entrada proveniente de cualquier ruta del sistema eléctrico. Pérez V. (2013, p.49).

2.4.11. Comunicaciones.

Durante el flujo de salida de la información, la señal de voltaje que sale de la OMU es afectada por una ligera inyección de voltaje. Esto ocurre cuando la onda seno de 60Hz. pasa por cero. Pérez V. (2013, p.49).

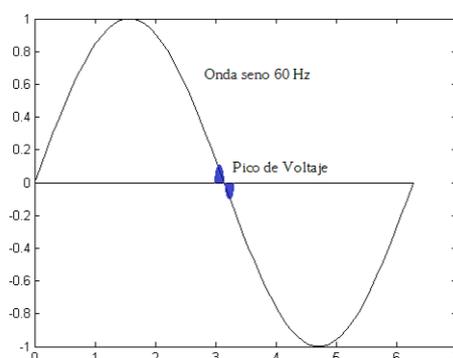


Figura 2.13: Señal de salida
Fuente: Pérez V. (2013, p.49).

Cuando la señal llega al medidor, su transceptor detecta la modulación del voltaje y crea un pulso de corriente sobre la onda seno de 60 Hz cerca al cruce por cero, produciendo una señal de corriente que es detectada por los TI's de la subestación. Dicha señal corresponde a la señal de entrada del flujo de información. Pérez V. (2013, p.50).

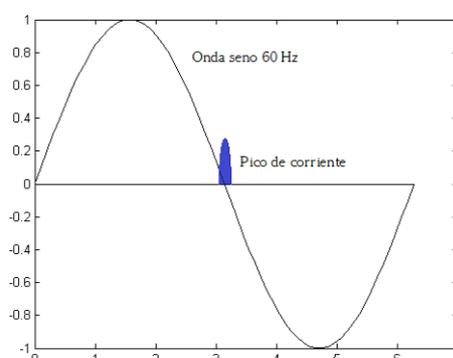


Figura 2.14: Señal de entrada
Fuente: Pérez V. (2013, p.50).

En la figura 13 y 14 se ilustra el flujo de la información del sistema PLC con sus respectivas señales de entrada y salida.

La comunicación entre la estación maestra y la CRU se lleva a cabo mediante un enlace de comunicaciones, empleando un módem. La empresa puede optar por el uso de una línea telefónica para comunicarse con las subestaciones o por un enlace de comunicación para cada subestación. La comunicación a través de una línea telefónica puede ser lenta, pues el proceso tarda 30 segundos e incluso puede haber situaciones en las que la línea telefónica no se encuentre disponible (ocupada) o la comunicación puede verse interrumpida por algún daño en la línea. Por el contrario, un enlace de comunicación por subestación permite una comunicación más rápida y, por lo tanto, un mejor servicio al cliente. Pérez V. (2013, p.49).

2.4.12. Benchmarking de las soluciones AMI en el mundo

Las siguientes graficas son el resultado del benchmarking realizado en un estudio. El estudio revela que, dentro de las empresas de energía eléctrica, el sistema AMI más utilizado es la tecnología PLC, con 45,911.850 puntos de medición instalados, seguido de los sistemas AMI con tecnología RF con 14,213,500 puntos de medición instalados.

Empresas consultadas	Sector de servicio	Tecnología	Empresas	Puntos inst.		
196	Energía	Puntos inst.	PLC	31	45,911,850	
		141	157,533,900	PLC+GPRS	0	0
				RF	23	14,213,500
				RF+GPRS	0	0
				RF + WiFi	0	0
				Wireless	4	1,044,000
				Otras	16	14,232,700
				ND	67	82,131,850
	Acueducto	Puntos inst.	PLC	0	0	
		21	514,500	PLC+GPRS	0	0
				RF	14	333,000
				RF+GPRS	0	0
				RF + WiFi	0	0
				Wireless	0	0
				Otras	3	56,200
				ND	4	125,300
	Mixtas	Puntos inst.	PLC	2	9,300,140	
		32	26,982,140	PLC+GPRS	0	0
				RF	9	7,578,000
				RF+GPRS	0	0
				RF + WiFi	0	0
				Wireless	1	0
				Otras	3	51,400
				ND	17	10,052,600
	Gas	Puntos inst.	PLC	0	0	
		2	0	PLC+GPRS	0	0
				RF	0	0
				RF+GPRS	0	0
				RF + WiFi	0	0
				Wireless	0	0
				Otras	1	0
				ND	1	0

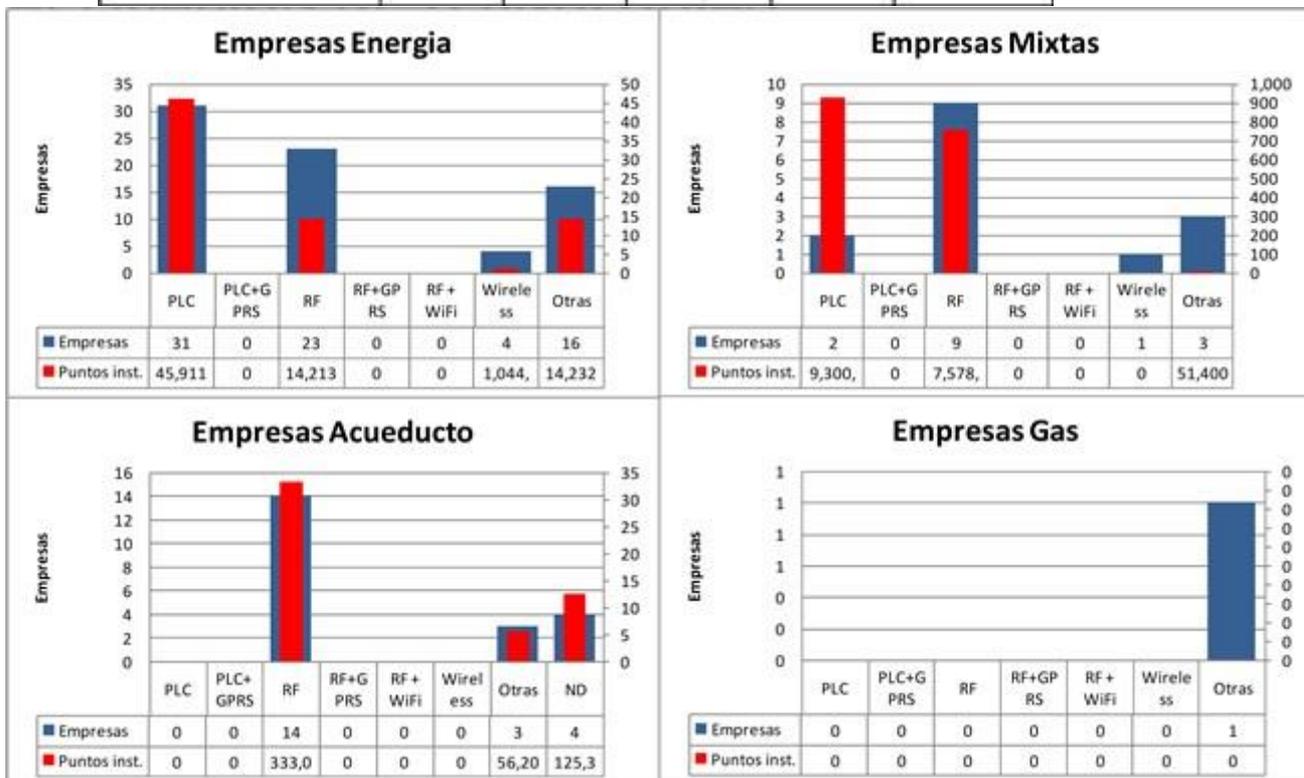


Figura 2.15: Benchmarking realizado en un estudio.

Fuente: [http://www.elor.com.pe/cedelef/descarga/exposiciones/26 SEPTIEMBRE Redes Inteligentes Un enfoque desde America Latina.pdf](http://www.elor.com.pe/cedelef/descarga/exposiciones/26%20SEPTIEMBRE%20Redes%20Inteligentes%20Un%20enfoque%20desde%20America%20Latina.pdf)

2.4.13. Iniciativas mundiales de instalaciones masivas

Luis Andrés López Reyes (2008). «*Análisis de Alternativas de Desarrollo de Sistemas de Medida Avanzada Bajo el Concepto de Redes Inteligentes en Chilectra S.A.*» (Título de Ingeniero Civil Electricista). Universidad de Chile Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile.

El incremento de la demanda debido al uso de equipos como el aire acondicionado y la calefacción, ha llevado a países tales como Australia (Victoria), Estados Unidos (California) y Canadá (Ontario) a cuantificar el costo de utilización particular de estos equipos.

La necesidad de reducir los altos niveles de pérdidas por hurto de energía ha sido un tema relevante en países como Italia, el Norte de Irlanda y Brasil. En Suecia y Noruega hasta hace poco se limitaba a realizar lecturas anuales a los medidores, incluso para sus grandes clientes, principalmente por la dificultad de lectura, debido al clima frío que presentan estos países.

En Italia, la desregulación del mercado eléctrico a fines de 1999 motivo por parte de la empresa de servicios Enel, a la aplicación de un sistema AMI básico para 30 millones de clientes (todos sus clientes) comenzando el 2001 y finalizando el 2006.

- En Suecia, en la primera fase, se motivó a las empresas distribuidoras eléctricas a utilizar sistemas de medida AMI básico que le permitiesen entregar información mayor a la mensual. En una segunda fase se llamó utilizar un sistema de medida AMI avanzado, obligatorio para todos los clientes en el país para el año 2009.
- En los Países Bajos el Ministerio de Economía lanzo una legislación que impone la transformación de medidores residenciales a medidores inteligentes para el 2012. En Agosto de 2007 se lanzó una propuesta de estándar nacional, consolidada en el 2008, denominada la NTA 8130 "Minimum set of functions for metering of electricity, gas and thermal energy for domestic customers".



Figura 2.16: Mapa Google de sistemas de medida avanzada en el mundo (2008)
 Notación: Color rojo: Electricidad; Color Verde: Gas; Color Azul: Agua; Triangulo: piloto; Circulo: Proyecto. Fuente: <http://smartmeterpedia.synthasite.com>

- En California, EEUU el regulador CPUC33 en el marco legal denominado “Energy Action Plan I y II” demanda la instalación de sistemas AMI avanzado para el estado de California. Esto es 15 millones de clientes para fines del 2012.
- En Ontario, Canadá se ha motivado la utilización de sistemas AMI avanzado y la instalación masiva obligatoria para todo Ontario (alrededor de 5 millones de medidores de electricidad) para fines de 2011.

Tabla 2.2: Implementaciones de sistemas de medida avanzada en el mundo
 Fuente: New energy finance

Proyectos masivos de Sistema de Medida Avanzada			
Compañía	Ubicación	Nº medidores	Fechas
PG&E	California	9,2 millones	2006-2011
SCE	California	5,0 millones	2008-2012
SDG&E	California	2,3 millones	2008-2010
TXU	Texas	2,0 millones	2007-2011
DTE	Michigan	4,0 millones	2007
Hydro One	Ontario	1,2 millones	2006-2010
Enel	Italia	30,0 millones	2001-2006
Vattenfall	Suecia	0,7 millones	2004-2008
E ON Sverige	Suecia	0,4 millones	2004-2008
CitiPower	Australia	2,4 millones	2008-2012
PREPA	Puerto Rico	1,4 millones	2007
ACEA	Italia	1,5 millones	2007-2009

En todo el mundo, para fines del 2007 se presentaban alrededor de 2.460 millones entre medidores de agua, gas y electricidad (fuente: Consultora ABS). Dentro de este conjunto cerca de 30 millones componen al mercado centro y sudamericano (fuente: Proyecto OPERA).

Estadísticas

El mercado de sistemas de medida avanzada AMR/AMI se compone de un 73% en Norteamérica y un 27% en Europa y el resto del mundo. En total más de 138 millones de unidades (fuente: metering.com). Cerca del 25% está basado en la tecnología DLC y un 70% está basado en la tecnología RF. En Norteamérica es preferida la tecnología RF, mientras que en Europa se prefiere la tecnología DLC. Acorde a proyecciones del mercado norteamericano los sistemas de medida AMI crecerán a una tasa de 20% anualmente hasta el año 2010. Los precios de los contadores electrónicos se han ido reduciendo a un ritmo anual entre un 7% y 17% en Europa en los últimos años. (fuente: Datamonitor Research & SCE Smartconnect Project).

Basados en experiencias de empresas de servicio norteamericanas, las instalaciones masivas de sistemas de medida avanzada en promedio se realizan para 2,2 millones de clientes en un periodo de 5,7 años.

(http://www.smartgridnews.com/artman/publish/article_252.html)

En los sistemas de medida avanzada se destaca el efecto del ahorro energético en los clientes, debido a la reducción de periodos puntas y facilitar la programación del cliente. Este factor depende principalmente de la respuesta de la población, el nivel de hurto existente y el plan tarifario utilizado. A continuación, se muestran casos de proyectos pilotos analizados.

Tabla 2.3: Ahorro energético en proyectos pilotos de sistemas de medida avanzada
Fuente: Energy saving trust, Reino Unido.

Ubicación	Ahorro Energético
Ontario - Hydro one, proyecto piloto	7%-10%
Norte de Irlanda - Medidores de prepago	3%-10%
Este de Australia, proyecto piloto	0%-25%
Suecia - proyecto piloto (Birka Tecknik og Miljo)	20%
Estados Unidos - proyecto piloto (Niagara Mowhawk)	3%-27%
Canadá - proyecto piloto (1992)	12%
California - proyecto piloto con respuesta de la demanda	0%-4%

2.5. Glosario de términos básicos.

Medidor o sistema de medición: El medidor de electricidad es un instrumento que mide y registra el consumo de energía que se realiza en un suministro; en el caso de que el sistema de medición sea indirecto, incluye los transformadores de corriente y de tensión.

Suministro: conjunto de instalaciones que permiten la alimentación de la energía eléctrica en forma segura y que llega hasta el punto de entrega.

Calidad de energía eléctrica: Está relacionada con las perturbaciones electromagnéticas que pueden afectar las condiciones eléctricas de un suministro (Tensión y/o corriente) y ocasionar el mal funcionamiento o daño a equipos eléctricos y procesos industriales.

Líneas de comunicaciones: Conductores y sus estructuras de soporte o de alojamiento que son utilizados para el servicio de comunicaciones o señales públicas o privadas, y que operan a potenciales que no superen los 400 V a tierra o 750 V entre cualquiera de dos puntos del circuito, y cuya potencia transmitida no exceda 150 W. Cuando se opera debajo de una tensión nominal de 90 V, no se pone límites a la potencia transmitida del sistema. Bajo condiciones específicas los cables de comunicaciones pueden incluir circuitos de comunicaciones que excedan los límites previamente fijados, en el caso que los circuitos sean utilizados solamente para alimentar a los equipos de comunicaciones.

Equipo eléctrico: Término que incluye aparatos, artefactos, dispositivos, instrumentos, maquinaria, materiales, etc., que son usados como partes en la generación, transformación, transmisión, distribución o utilización de un sistema de energía eléctrica; y, sin ninguna restricción en general; lo precedente incluye cualquier ensamble o combinación de materiales o cosas que puedan ser utilizadas o adaptadas para cumplir o ejecutar algún propósito particular o función, cuando se emplean en una instalación eléctrica.

Sistema de comunicación: Sistema eléctrico por el cual se pueden recibir o transmitir voces, sonidos o datos; incluyendo teléfono, telégrafo, comunicación de datos, intercomunicaciones, sistemas de llamadas, sistema de música por cable y otros sistemas de naturaleza similar, pero excluye sistemas de alarma tales como de incendios, de humo, de intrusión; equipo de estaciones de radio y televisión, circuitos cerrados de televisión y sistemas de televisión por cable.

2.6. Hipótesis de la investigación

2.6.1. Hipótesis general

El estudio del sistema de gestión de medición de energía eléctrica, basado en la tecnología PLC (Power Line Communication), de clientes mayores en el servicio eléctrico Ananea, es la mejor alternativa técnica y económica.

2.6.2. Hipótesis específico

- Las instalaciones eléctricas existentes en la subestación se encuentran operativas y en buen estado. En el caso de equipos de medición estos aparentemente tienen un estado regular y no se asegura que estén operando bien.
- En el análisis comparativo de cada alternativa evaluada determinara el sistema más óptimo de “Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)”.
- Las especificaciones técnicas del sistema de medición de consumo de energía eléctrica basado en la tecnología AMI-PLC, son las más adecuadas.

Capítulo 3

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Tipo y diseño de la investigación

El presente trabajo de Investigación es de tipo descriptivo porque se refiere a la presentación de todos los resultados del estudio, este método se aplica con el propósito de establecer los objetivos y resultados de la investigación.

En cuanto se refiere al aspecto descriptivo se determinó las bondades y características que brinda la mejor alternativa basada en sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada para el servicio eléctrico Ananea, ello gracias a que se establece propuestas bien definidas para cumplir con los objetivos que se plantea.

Se ha recurrido a la bibliografía establecida, normas, catálogos, tablas, diagramas, con la finalidad de desarrollar el presente estudio de sistema de gestión de medición.

3.2. Población y muestra de la investigación.

Para desarrollar el presente estudio de gestión de medición se tendrá en cuenta las siguientes características básicas para el cumplimiento de los objetivos:

- Subestación Ananea: 60/22.9/10 KV.
- Clientes mayores: 157 usuarios.
- Equipos de medición: Medidor electrónico trifásico.

3.3. Ubicación y descripción de la población.

3.3.1. Ubicación geográfica

El proyecto de estudio “Sistema de Gestión de Medición de Energía Eléctrica, basados en la Tecnología PLC, de Clientes Mayores en el Servicio Eléctrico Ananea”, se encuentra ubicado en el distrito de Ananea, provincia de San Antonio de Putina, en el departamento de Puno.

En el siguiente cuadro se indican los alimentadores y la cantidad de clientes en los cuales se instalarán los equipos de medición.

Tabla 3.1: Alimentadores que comprende el estudio.
Fuente: Propia del autor.

Subestación	Alimentadores	Clientes
Ananea	3004 y 3005	157

La SET Ananea 60/22,9/10 kV, se encuentra ubicada en el distrito de Ananea, provincia de San Antonio de Putina, departamento de Puno.

El área del estudio está caracterizada por tener una topografía accidentada, algunos sectores presentan una topografía semi-plana, la localidad de la Rinconada se encuentra en la parte baja del nevado de Ananea.

3.3.2. Condiciones climatológicas

De manera general se afirma la predominancia del clima frío, el período seco va de abril a noviembre y se caracteriza con un clima frío, principalmente por la noche, con descensos de temperatura muy fuerte que llegan hasta -10°C y favorecen las heladas.



Figura 3.1: Geografía del servicio eléctrico Ananea.
Fuente: Propia del autor.

3.3.3. Vías de acceso principales

Se llega desde la ciudad de Juliaca en dos tramos, una parte asfaltada de aproximadamente 160 km hasta Ananea y de allí viene la parte afirmada de 20 Km haciendo un total de 180 km., en tiempo implica aproximadamente 3 horas en camionetas rurales.

3.4. Técnicas e instrumentos para recolectar información

a) Método

La metodología de investigación que se desarrollara en el presente Proyecto, es el método descriptivo. Esto nos permitirá culminar de manera satisfactoria la determinación de la mejor alternativa de reducción de pérdidas de las hipótesis planteadas para finalmente concluir y recomendar alcances gracias el desarrollo del presente trabajo de investigación del tipo tecnológico

b) Técnicas.

Para la ejecución de la presente investigación se vio por conveniente utilizar las siguientes técnicas:

- Inspección de las instalaciones.

Dentro de las generalidades e información existente, se describirá las instalaciones eléctricas existentes, así como los resultados de la inspección realizada a las mismas. La evaluación de las instalaciones se basa en la información recopilada en la zona del proyecto, la cual está conformada por:

- Subestación Ananea
- Clientes Mayores
- Equipos de medición

■ **Parámetros justificativos de las instalaciones.**

- **Subestación Ananea**

La Subestación Ananea 60/22,9/10 kV se encuentra ubicada en el distrito de Ananea, provincia de San Antonio de Putina, es de propiedad de Electro Puno S.A.A.

- **Clientes mayores**

Son aquellos usuarios que se encuentran ubicados en las localidades de Cerro Lunar, Lunar de Oro, Lunar, Ritticucho y Rinconada, pertenecientes al distrito de Ananea, provincia de San Antonio de Putina.

Estos usuarios en su mayoría se dedican a la actividad minera artesanal e informal.

Se determinará bajo que tarifas se les suministra la energía, de la empresa distribuidora.

De acuerdo al tipo de conexión de los medidores de energía se identificarán los tipos de conexión de los clientes.

- **Equipos de medición**

En general los equipos de medición están conformados por un medidor electrónico trifásico, el cual se encuentra dentro de una caja portamedidor. Así mismo los equipos de medición instalados de diversas maneras, en muretes de concreto o ladrillos, dentro del tablero de distribución y en algunos casos amarrados de manera provisional.

3.5. Evaluación de alternativas

En la selección de la tecnología se analizará en detalle las ventajas y desventajas de cada sistema AMI.

Premisas de evaluación

Se tendrán en cuenta las siguientes premisas, que constituyen las exigencias de empresas eléctricas, para el análisis y elección del sistema adecuado:

- Tecnología probada en ciudades y empresas de Latinoamérica que cuentan con problemáticas similares.
- Sistema abierto con opción de integrar diferentes marcas de medidores.
- Sistema abierto con opción de integrar otras aplicaciones AMI existentes.
- Sistema escalable y expandible para llegar a una cobertura del 100% de los clientes de la empresa.
- Requiere instalar nueva infraestructura de comunicaciones en la zona del proyecto.
- Uso del espectro radio eléctrico para la transmisión de señales de medición.
- Pagos de canon al MTC y consumos de transmisión de datos.
- Permite la medida centralizada de los parámetros de medición.
- Posibilidad de realizar lectura remota con capacidad de realizar varias mediciones durante el día.
- Permite realizar el balance de energía entre el alimentador y las subestaciones de distribución.
- Permite realizar el balance de energía entre las subestaciones de distribución y los medidores de baja tensión.
- Permite determinar la ubicación topológica del medidor e identificar a qué alimentador se encuentra conectado.

- Permite detectar de manera rápida la ausencia de tensión a través de la falta de respuesta de los medidores conectados al sistema.
- Detecta la manipulación de medidores y monitorea los mismos en forma permanente.
- Posibilidad de realizar corte y reconexión remoto de usuarios en baja tensión.
- Posibilidad de ofrecer a los clientes contratar el servicio bajo los esquemas prepago y postpago sin cambiar de medidor.
- Permite la integración con otros softwares de la empresa a través de interfaces estándares.
- Posibilidad que el sistema pueda operar equipos de distribución de la red (ejm. recloser).
- Posibilidad que los datos de medición sean vulnerados o manipulados por terceros.
- Posibilidad de accidente de personas y trabajadores de la empresa.

Capítulo 4

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Inspección de instalaciones de la investigación

4.1.1. Generalidades e información existente

A continuación, describiremos las instalaciones eléctricas existentes, así como los resultados de la inspección realizada a las mismas. La evaluación de las instalaciones se basa en la información recopilada en la zona del estudio, la cual está conformada por:

- Subestación Ananea.
- Clientes mayores.
- Equipos de medición.

4.1.2. Descripción de las instalaciones eléctricas existentes

a) Subestación Ananea

La S.E.T. Ananea es alimentada desde la S.E. Azángaro a través de una línea en 60kV, tal como se observa en la siguiente figura.

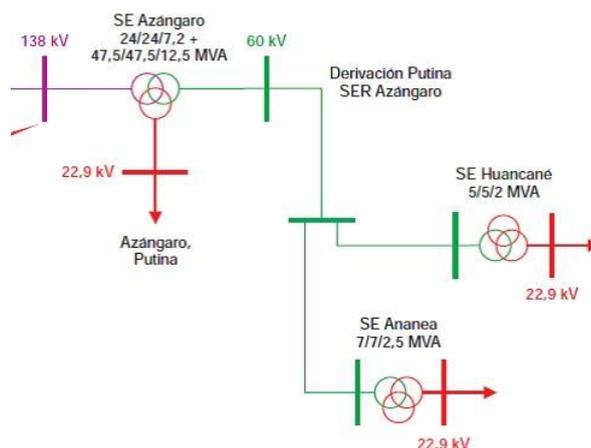


Figura 4.1: Esquema unifilar S.E.T. Ananea

La S.E.T. Ananea está compuesta por:

- Patio en 60 kV

La subestación cuenta con dos celdas de llegada en 60 kV, cada una equipada con pararrayos, transformador de tensión, seccionador de línea, interruptor de potencia y transformador de corriente.



Figura 4.2: Patio en 60 KV.
Fuente: Propia del autor

- 02 Transformadores 57/22,9/10 kV

Cada transformador de potencia cuenta con las siguientes características:

- Relación de Transformación : $57 \pm 10 \times 1 \% / 22,9/10$ kV
- Potencia ONAN (ONAF) : 7(9) / 7(9) / 2,5 MVA

- BIL (A.T./M.T./B.T) : 450/170/125 kVp
- Grupo de Conexión : YNynd5.



Figura 4.3: Transformadores S.E. Ananea
Fuente: Propia del autor.

■ Patio en 22,9 kV

Cuenta con siete (7) salidas aéreas en 22,9 kV, ubicadas dentro de la subestación, los circuitos de salida son los siguientes:

- Salida 1 : Putina
- Salida 2 : PSE Ananea
- Salida 3 : Cargas Mineras Koreanas
- Salida 4 (3004) : Cargas Mineras Especiales
- Salida 5 (3005) : La Rinconada, Pequeña Minería, C.H. Chuista
- Salidas 6 y 7 : Reserva



Figura 4.4: Patio en 22.9 KV
Fuente: Propia del autor.

Cada una de las salidas está equipada con los siguientes equipos:

- Seccionador de Barra 36kV, BIL 170kV, 800A.
- Interruptor 36kV, BIL 200kV, 630A.
- Transformador de corriente 36kV BIL 170kV, 75-150/5-5A, 30VA, 5P20, Cl. 0,2.
- Seccionador de Línea 36kV, BIL 170kV, 800A.
- Pararrayos 21kV, BIL 253kV, 10kA, Clase 2.

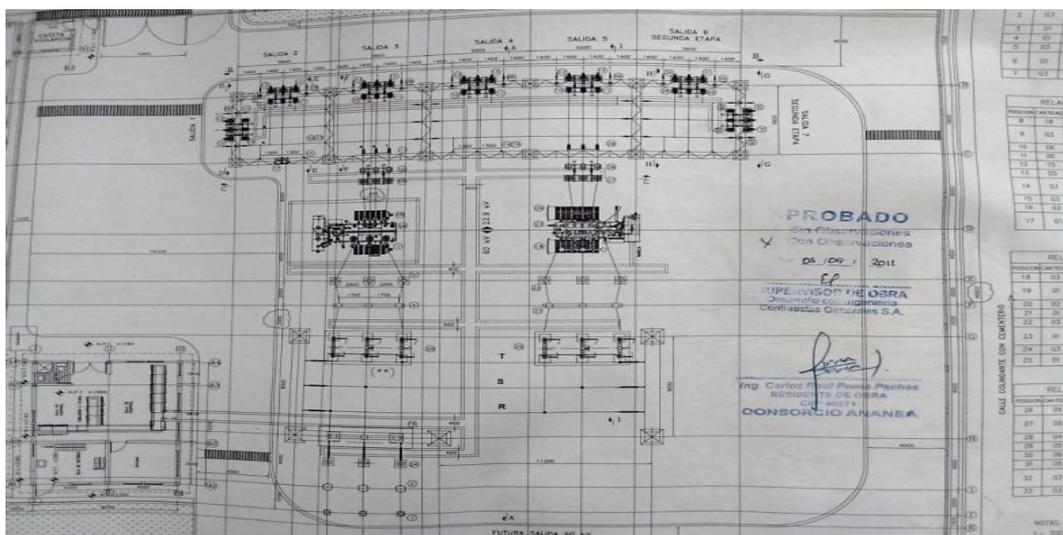


Figura 4.5: Vista de planta de la S.E. Ananea.
Fuente: Propia del autor.

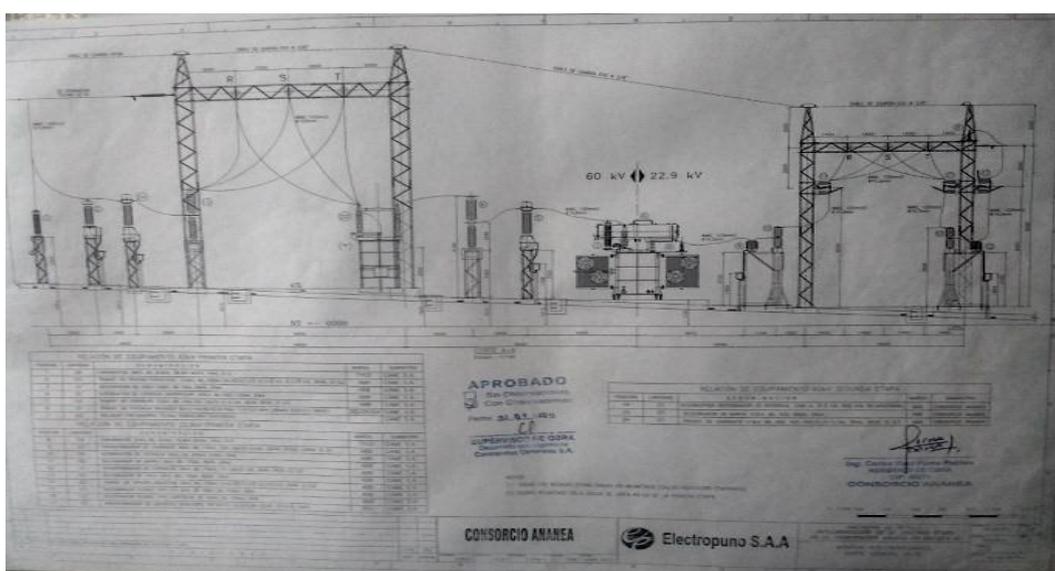


Figura 4.6: Vista de perfil de la S.E. Ananea.
Fuente: Propia del autor.

b) Clientes mayores

Son aquellos usuarios que se encuentran ubicados en las localidades de Cerro Lunar, Lunar de Oro, Lunar, Ritticucho y Rinconada, pertenecientes al distrito de Ananea, provincia de San Antonio de Putina.

Estos usuarios en su mayoría se dedican a la actividad minera artesanal e informal.

Electro Puno S.A.A., les suministra energía bajo las siguientes tarifas:

- Baja tensión, BT3, BT4 y BT5A.
- Media tensión, MT2, MT3 y MT4.

De acuerdo al tipo de conexión de los medidores de energía se han identificado tres tipos de clientes:

■ Clientes con conexión directa

Las bobinas de tensión y de corriente de los medidores se conectan de manera directa a la red de baja tensión en 380V, tal como se muestra en la figura 4.7 .

Los medidores son trifásicos de 4 hilos, para estos clientes la venta de energía se hace en baja tensión.

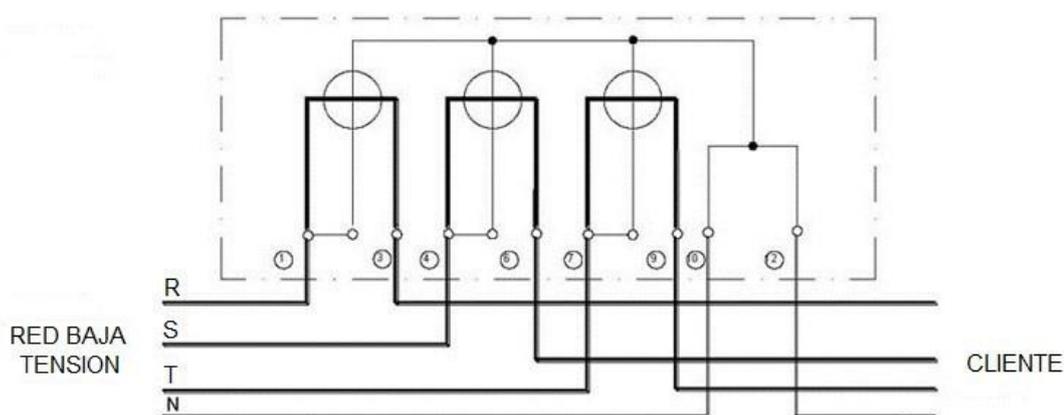


Figura 4.7: Diagrama de una conexión directa

- **Clientes con conexión semi-directa**

En estos clientes la venta de energía se hace en media tensión, por ello para realizar la medición del consumo de energía se hace en el lado de baja tensión del transformador, las bobinas de corriente se conectan por medio de transformadores de corriente (TC) del tipo toroidal y las bobinas de tensión se conectan directamente, tal como se muestra en la figura 4.8.

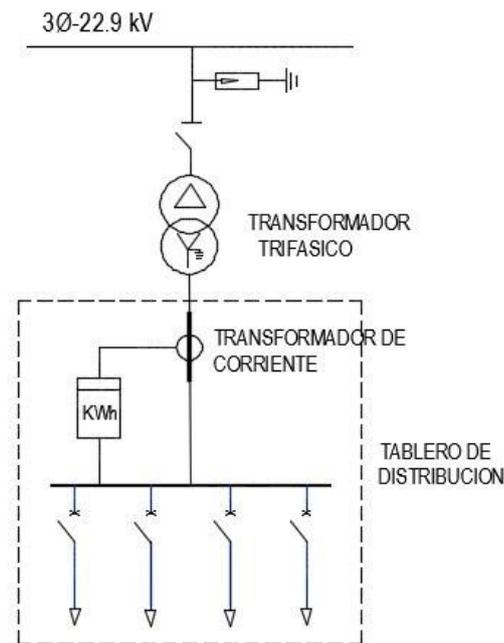


Figura 4.8: Diagrama unifilar de una conexión semi-directa



Figura 4.9: Conexión semi-directa.

Fuente: Propia del autor

Cliente: Constructora y Minería Marsantos E.I.R.L.

Suministro: 10020066781

■ **Clientes con conexión indirecta**

Estos clientes son similares a los anteriores, con excepción de que se utiliza un transformador mixto (trafomix), el cual funciona como un transformador de tensión y corriente en una sola unidad, el cual es conectado directamente a las bobinas de corriente y tensión de los medidores, como se muestra en la figura 2.7.

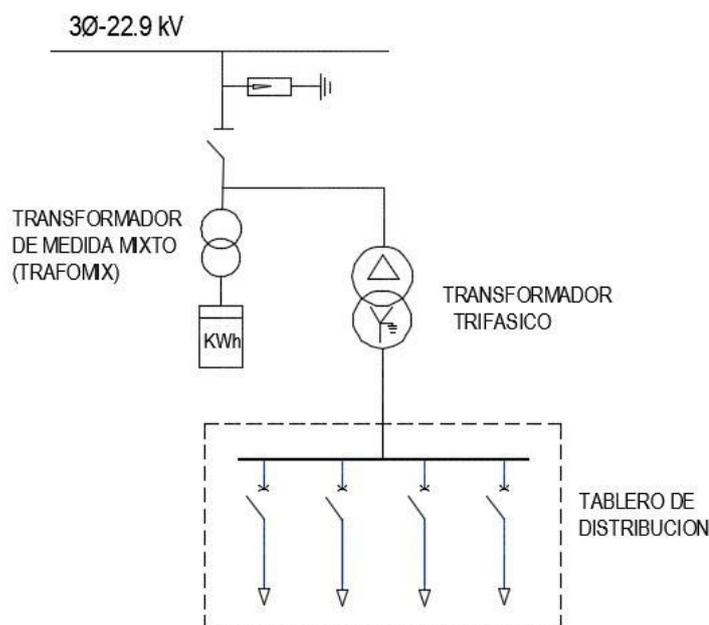


Figura 4.10: Diagrama unifilar de una conexión indirecta



Figura 4.11: Conexión indirecta

Fuente: Propia del autor

Cliente: Empresa Contratistas Generales Cristo Poderoso E.I.R.L.

Suministro: 10020091186

c) Equipos de medición

En general los equipos de medición están conformados por un medidor electrónico trifásico, el cual se encuentra dentro de una caja portamedidor.

Los equipos de medición están instalados de diversas maneras, en muretes de concreto o ladrillos, dentro del tablero de distribución y en algunos casos amarrados de manera provisional.



Figura 4.12: Equipos de medición

Fuente: Propia del autor

Cliente: Empresa Minera Manto de Oro S.R.L. y Pacuri Garcia, Luisa Demetria

Suministro: 10020066712 y 10010042172.

Conexión: Semi-directa, e Indirecta

4.1.3. Evaluación de las instalaciones existentes

- La Subestación Ananéa se encuentra operativa y en buen estado, hace unos años se ha realizado la ampliación de la misma mediante la instalación de un transformador de potencia, debido al incremento de cargas en la zona.
- En el caso de los equipos de medición, estos aparentemente tienen un estado regular, pero en algunos casos debido a que no se encuentran protegidos e instalados de manera adecuada, no se podría asegurar que estén operando muy bien.

4.2. Análisis comparativo

Tabla 4.1: El siguiente cuadro muestra el análisis comparativo de cada solución evaluada

Descripción	Solución AMI RF	Solución AMI GPRS	Solución AMI PLC
GENERAL			
Tecnología probada en ciudades y empresas de latinoamericana que cuentan con problemáticas similares.	SI	SI	SI
Sistema abierto con opción de integrar diferentes marcas de medidores.	SI (siempre que el software de gestión no sea propietario de una sola marca de medidor)	NO (en general las soluciones AMI GPRS disponibles utilizan el software de gestión y medidor de una sola marca)	SI (la tecnología PLC tiene desarrollado el modem de interface y software de gestión para diferentes marcas de medidores en el mercado)
Sistema abierto con opción de integrar otras aplicaciones AMI existentes.	N/D	N/D	SI
Sistema escalable y expandible para llegar a una cobertura del 100% de los clientes de la empresa.	SI (pero implica gran inversión en expansion del sistema de comunicaciones)	NO (porque depende de la cobertura del operador de comunicaciones: Claro, Movistar)	SI (al utilizar la línea eléctrica como medio de comunicación puede llegar hasta el medidor más remoto)
EQUIPOS DE MEDICION			
Medidor electrónico inteligente.	SI	SI	SI
Opciones de medidores monofásicos y trifásicos.	SI	SI	SI
Integración de medidores monofásicos y trifásicos de conexión directa e indirecta.	SI	SI	SI
Tipo de radio/modem de comunicación.	Radio/Modem RF (estándar de cada solución)	Modem GPRS (estándar de cada solución)	Modem PLC (estándar de cada solución)
SISTEMA DE COMUNICACIONES			
Solución supeditada a la cobertura de comunicaciones de terceros.	NO	SI (a la cobertura ofrecida por el operador de comunicaciones)	NO

Requiere instalar nueva infraestructura de comunicaciones en la zona del proyecto.	SI (antenas, corres)	NO (siempre que exista cobertura del operador)	NO (el medio de comunicación es la propia línea eléctrica)
Utiliza el espectro radio eléctrico para la transmisión de señales de medición.	SI (puede ser en frecuencia licenciada o no-licenciada)	SI (en la frecuencia del propio operador)	NO (el medio de comunicación es la propia línea eléctrica utilizando para la transmisión de datos la frecuencia fundamental 60Hz de la red)
Implica algún pago anual de Canon al MTC por el uso de la frecuencia del espectro radio eléctrico.	NO (si la frecuencia es no-licenciada) SI (si la frecuencia es licenciada)	NO	NO
Implica algún pago mensual de contrato por consumo de datos de comunicación.	NO	SI (a través de un contrato con el operador de comunicaciones por el consumo de datos mensual en cada punto de medición)	NO
Utiliza otros elementos estándares propios del sistema de comunicaciones.	SI (switches y cables de comunicación)	SI (switches y cables de comunicación)	SI (transformador de modulación de señales la SET, switches y cables de comunicación)
SOFTWARE DE GESTION			
Utiliza servidor estándar de base de datos.	SI	SI	SI
Acceso vía web del Ver.	SI	SI	SI
Permite la medida centralizada de los parámetros de medición.	SI	SI	SI
Posibilidad de realizar lectura remota con capacidad de varias mediciones durante el día.	SI	SI (aunque sería limitado por la capacidad de transmisión de datos contratada del operador de medición)	SI
Permite realizar el balance de energía entre el alimentador y las subestaciones de distribución.	SI	SI	SI
Permite realizar el balance de energía entre las subestaciones de distribución y los medidores de baja tensión.	SI	SI	SI
Permite determinar la ubicación topológica del medidor e identificar a qué alimentador se encuentra conectado.	N/D	N/D	SI

4.3. Verificación de línea de vista en enlace RF.

El siguiente gráfico el perfil topográfico de un posible enlace FR en la zona del proyecto. Es evidente que la solución no es la más viable dado que no existe línea de vista directa entre el punto a medir en la localidad de la Rinconada y la subestación Ananea, lo que hará necesario incluir elementos repetidores intermedios con la consecuencia de encarecer la solución.

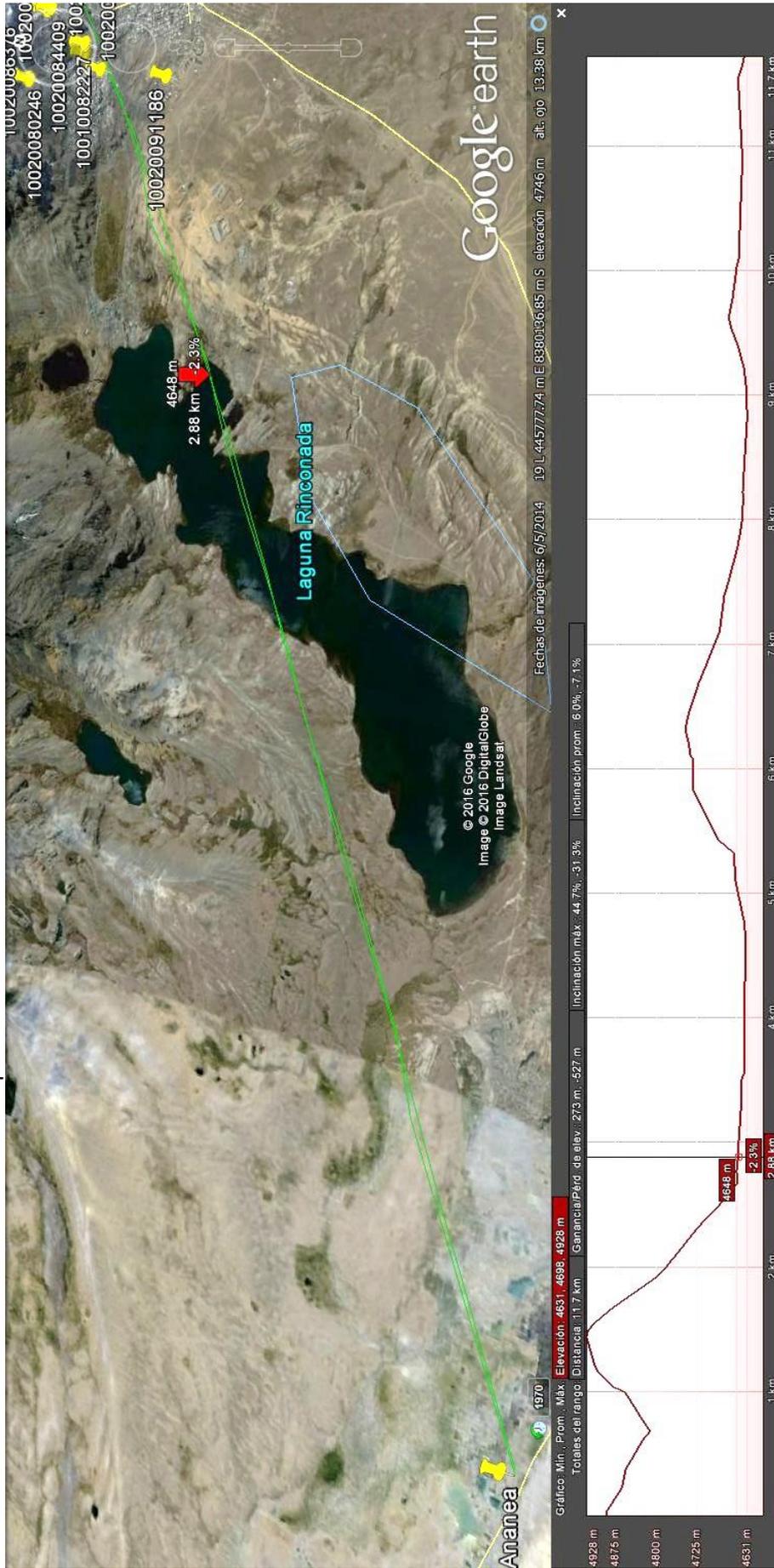


Figura 4.13: Línea de vista típica de enlace RF en La Rinconada

4.4. Verificación de cobertura móvil para señal de datos GPRS.

El siguiente gráfico representa algunos de los puntos de medición en la zona del proyecto, en la localidad de la Rinconada.

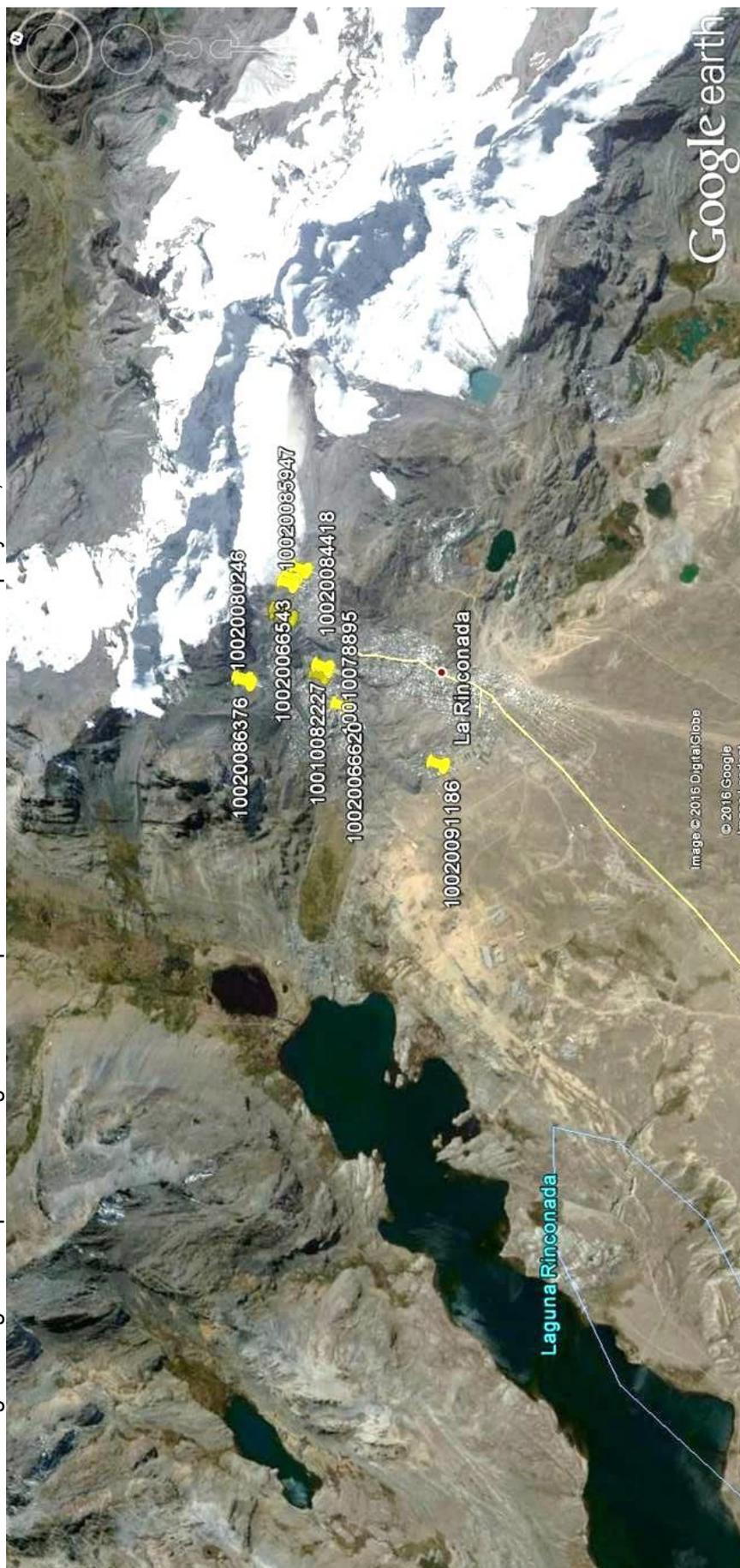


Figura 4.14: Vista satelital de puntos de medición en La Rinconada

El siguiente grafico muestra el comparativo de la cobertura de la señal de datos de los operadores Claro y Movistar, obtenido del aplicativo de la página web de Opsiptel www.teveo.pe.

El círculo en rojo representa el área de la Rinconada, y dentro de esta se puede visualizar un área en color verde que representa la calidad de la cobertura de señal de datos de los operadores, en una relación mínima respecto al área de la localidad. Por consiguiente, la cobertura de señal datos en esta localidad existe, pero es limitada.

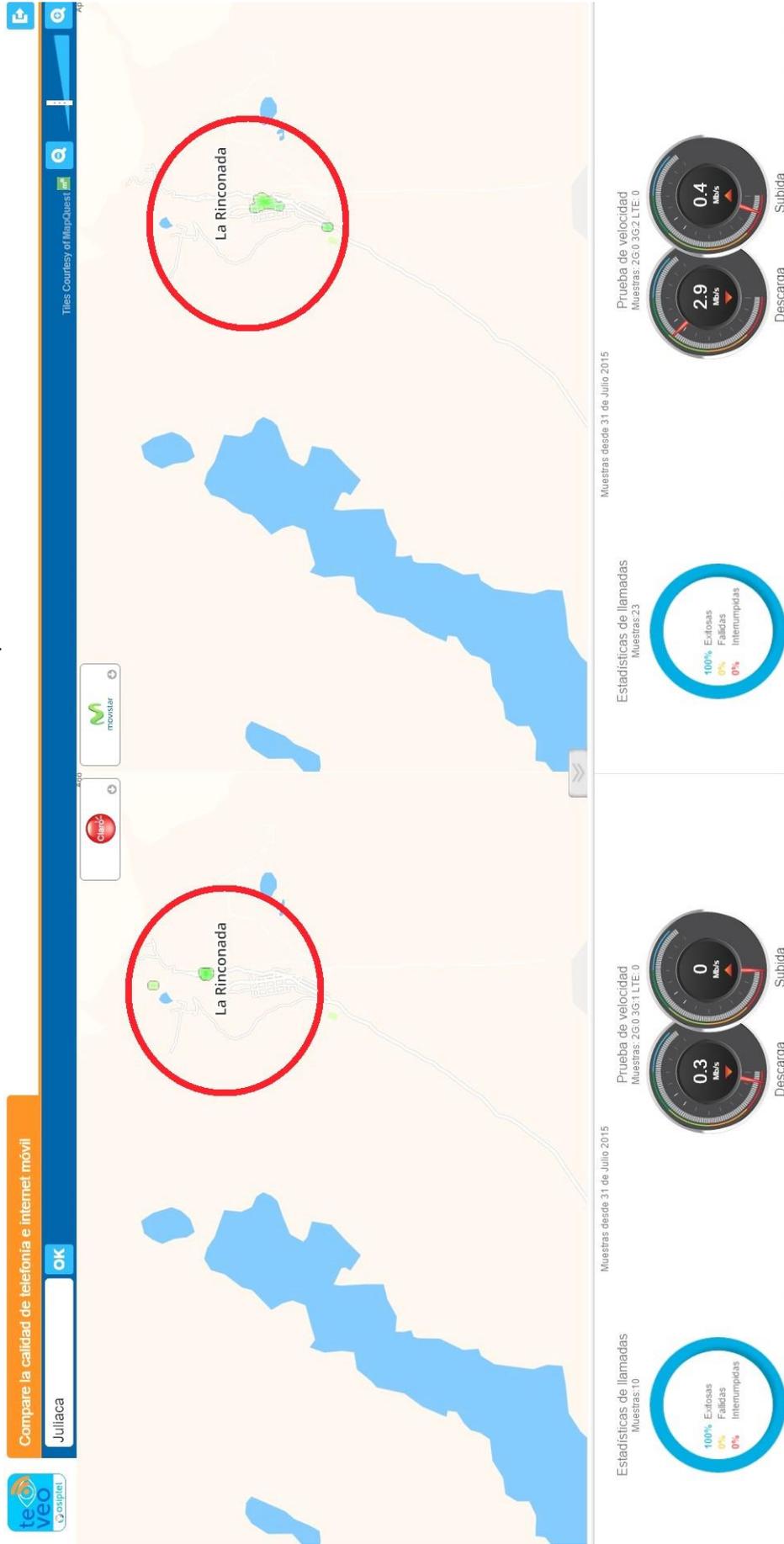


Figura 4.15: Cobertura GPRS en La Rinconada

4.5. Especificaciones técnicas del estudio

4.5.1. Ingeniería del estudio

En el presente estudio se considera que, conforme a la implementación, desarrollo y la operación del sistema de medición, sin ser limitativo se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Diseño del proyecto (Memoria Descriptiva).
- Especificaciones técnicas de equipos.
- Suministros.
- Especificaciones técnicas de montaje, operación y mantenimiento.
- Integración de los medios de comunicación (Arquitecturas de Comunicación), para cada punto de medición en el sistema.
- Metrado de equipos y suministros.
- Esquemas funcionales y diagramas de conexiones eléctricas.
- Esquema con las características de los sistemas de medición.
- Protocolos de pruebas de los equipos, necesarios para lograr la integración de los puntos de medición.

4.5.2. Implementación del proyecto

En la implementación del Proyecto se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Montaje electromecánico de los equipos del Tabla N° 3.1 en gabinete. Incluye los cables, accesorios, materiales y dispositivos necesarios para la instalación y funcionamiento del equipamiento propuesto en el Centro de Control.
- Suministro y el montaje del sistema de comunicación necesario para la integración de los nuevos equipos de medición de energía.

- Cada una de las pruebas realizadas para la puesta en servicio y operación deberán ser supervisadas y reportadas, debidamente documentadas, para su aprobación.
- Codificación de todo suministro instalado, incluyendo equipos y cables.
- Configuración de todos los equipos y software del sistema.
- Implementación del software de medición remota en el Centro de Control e integración de la información de los nuevos medidores.
- Ejecución de pruebas de aceptación en sitio (SAT) y puesta en servicio.

4.5.3. Pruebas y puesta en marcha

Se deberá interconectar el equipamiento acondicionado con los cables suministrados, e instalar todos los cables necesarios externos al sistema, tales como el cableado a las interfaces de comunicaciones existentes y el suministro de energía. Así mismo, se debe tener en consideración en arranque del sistema después de su instalación, la verificación de la correcta instalación del sistema, energización del sistema y ejecución de herramientas de diagnóstico para verificar el correcto funcionamiento de todo el hardware, carga y arranque del software del sistema, activación de las comunicaciones con el centro de control, verificación del funcionamiento del sistema en sitio e inicialización de los programas de aplicación, la instalación, integración y pruebas de campo de todas las prestaciones de hardware y software, y la verificación del funcionamiento en sitio de todo el sistema, incluyendo las interfaces de comunicaciones que deberán estar listos para las pruebas SAT, y el etiquetado de equipos, cables y conectores.

Durante las pruebas de aceptación en sitio (SAT) el sistema deberá ser sometido al conjunto de pruebas que se indican a continuación:

- a) Pruebas de inspección del equipamiento y verificación de su capacidad de actualización, expansión y diagnóstico.
- b) Pruebas funcionales del sistema, incluyendo sin ser limitativo:

- Verificación de toda la funcionalidad operativa del sistema, como lecturas de datos de consumo y demanda, lecturas de registros de medidores, almacenamiento de datos históricos, obtención de información de manipulación de medidores y datos de diagnóstico.
- Comprobación de que todo el software del sistema ha sido configurado correctamente.
- Verificación de la correcta adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos del Sistema y verificación del intercambio de datos con todos los subsistemas externos que hacen interfaz con el sistema.
- Verificación de funciones de interfaz de usuario.
- Verificación de la capacidad de desarrollo del sistema y de las aplicaciones, incluyendo manejo de la configuración del software, desarrollo de la interfaz de usuario, desarrollo de las bases de datos y mantenimiento, generación de reportes, y demás funciones disponibles en el sistema.
- Verificación de la respuesta apropiada del sistema a situaciones anormales:
 - Pérdida/restauración de la comunicación con los subsistemas externos
 - Errores de comunicaciones.
 - Pérdida de alimentación de equipos.
- Verificación de la seguridad del sistema.
- Verificación de cumplimiento a satisfacción de los estándares de sistemas abiertos y de los lineamientos de diseño exigidos.

Para finalizar las pruebas funcionales, se requerirá la ejecución exitosa de todas las pruebas descritas y las planteadas, y la solución de todos los defectos encontrados durante las pruebas.

4.5.4. Entregables

Durante la ejecución se deberá entregar los siguientes informes, sin ser limitativo:

PRIMER INFORME

- Diagnóstico del proyecto.
- Organización del proyecto (equipo de trabajo).
- Plan de trabajo para todo el proceso de implementación, indicando a detalle las tareas a ejecutarse.
- Cronograma de plazos de entrega, así como participación del personal requerido.
- Plan de trabajo para soporte de servicios técnicos durante la ejecución y el periodo de garantía. Este plan y cronograma deberá ser aprobado por el equipo designado.
- Acta de entrega de suministros y equipamiento.
- Implementación del sistema.
- Acta de entrega de equipos del sistema.

SEGUNDO INFORME

- Informe técnico respecto a la puesta en marcha del proyecto, como son:
 - Instalación y operación del sistema de medición remota en el Centro de Control
 - Instalación de equipos en campo
- Entrenamiento de personal que estará a cargo de la operación del sistema.
- Documentación respecto a:
 - Manuales técnicos del sistema.
 - Manuales de usuarios del sistema.

- Manuales de instalación y configuración del sistema.
- Modelo de datos.
- Resultados del plan de pruebas e informe de ejecución.
- Última versión y/o instaladores del sistema.
- Actas de conformidad del usuario Electro Puno, de los ítems anteriores.

TERCER INFORME

- Estructura e implementación de operación del sistema de medición remota.
- Implementación de sistemas y procedimientos de las aplicaciones implantadas.
- Informe de la supervisión y validación de la implementación del total del sistema.
- Actualización de los manuales de utilización y operación.
- Informe de conclusión del proyecto, y debe contener como mínimo:
 - Ejecución del protocolo de pruebas del sistema integral y ejecución de las mismas.
 - Configuración de los equipos de medición y del sistema de gestión.
 - Diagrama de distribución de los equipos de medición.
 - Expediente conforme a ejecución.

4.5.5. Garantía y soporte

Se debe garantizar el sistema por un período mínimo de 12 meses desde la fecha de puesta en operación. Todo defecto en equipos o sus componentes, ocurrido dentro del periodo de garantía, que sea atribuible al diseño o fabricación, será cubierto por la garantía, con la finalidad de no interrumpir el proceso.

Durante este período se debe dar el soporte técnico como mínimo de:

- Suministro de servicios de soporte para mantener ininterrumpida la continuidad operacional y funcional de todos los componentes del sistema.

- Soporte al equipo responsable, por la gestión del sistema y medición remota, así como a los usuarios, en cuanto a busca de soluciones para las posibles dudas operacionales que puedan ocurrir en el cotidiano de utilización del sistema.

4.5.6. Capacitación

La capacitación deberá ser conducida e impartida por instructores experimentados. El personal para entrenamiento en sitio será de 05 personas quienes deberán quedar capacitados para realizar la configuración, operación y mantenimiento del sistema suministrado.

Para cada participante, se deberá entregar material de capacitación, incluyendo presentaciones, manuales orientadas a la aplicación y laboratorios.

La capacitación deberá ser de por lo menos dos (02) semanas de duración y deberá incluir los cursos integrales necesarios que permitan la configuración, operación y mantenimiento del sistema suministrado, cubriendo los siguientes topics:

- Un curso acerca del Software de la Estación Maestra, su configuración y Operación.
- Un curso acerca la Operación y mantenimiento de los equipos del sistema de Comunicaciones, así como el uso de las herramientas de diagnóstico y pruebas.

Además del entrenamiento formal compuesto por los cursos estructurados especificados anteriormente, se ha contemplado un programa de entrenamiento "On The Job". El objetivo final de esta modalidad de entrenamiento, es asegurar una adecuada transferencia tecnológica de forma que mediante la participación directa del personal durante la fase de desarrollo y puesta en marcha del sistema, éste quede preparado en forma autónoma para brindar el soporte in situ de primera línea al sistema.

4.5.7. Características técnicas del sistema

- El sistema a implementar deberá utilizar, para su comunicación con los medidores, la infraestructura de las redes de distribución Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT) existentes, bajo criterios de eficiencia en recursos y bajos costos de mantenimiento en el mediano y largo plazo. Asimismo, deberá utilizar señales que sean

capaces de atravesar diferentes impedancias, tales como transformadores de distribución de modo de evitar interfaces en la red de MT, que se conviertan en puntos de falla y/o mantenimiento correctivo.

- El sistema deberá garantizar tasas de lectura de datos igual o superior a 99%. Al utilizar las líneas eléctricas existentes como infraestructura de comunicaciones, la información podrá viajar largas distancias, sin repetidores y no se verá afectadas por transformadores y cambios de capacidades de carga, lo cual permitirá lograr una cobertura de 100% de los puntos de medición MT y BT de los alimentadores:
 - Salida 1 : Putina
 - Salida 2 : PSE Ananea
 - Salida 3 : Cargas mineras Koreanas
 - Salida 4 (3004) : Cargas mineras especiales
 - Salida 5 (3005) : La Rinconada, Pequeña Minería, C.H. Chuista
 - Salidas 6 y 7 : Reserva

Con costos de mantenimiento reducidos, evitando instalar equipos de comunicación, ni componentes adicionales en la red de distribución los cuales demandarían que se incurra en gastos de mantenimiento adicional. Asimismo, no será necesario realizar mayores modificaciones en la red de distribución o mejoramiento de la misma para que esta aplicación pueda funcionar sin problemas.

- El sistema deberá tener capacidades de medición avanzada (AMI), respuesta de demanda, gestión de cortes/restauración, y automatización de las redes de distribución. Estas características deberán ser demostradas con catálogos, del mismo modo la instauración de estas capacidades no deberá obligar a instalar equipamiento adicional en la red de distribución eléctrica existente. En el caso de gestión de cortes deberá permitir el despliegue de la información en mapas geoespaciales, así como la posibilidad de realizar chequeos rápidos de los medidores ante un evento, con una rapidez de hasta 1000 medidores por alimentador por minuto.

- El sistema deberá estar basado en una tecnología probada en redes de distribución, tanto subterráneas como aéreas. Deberá emplear técnicas que permitan comunicar señales, a través de la red eléctrica de MT y BT, sin alterar la calidad de la energía eléctrica.
- El equipamiento a suministrar deberá estar clasificado para funcionamiento en subestaciones eléctricas y deberá estar compuesto por equipos probados, de marca reconocida.
- El sistema deberá tener la capacidad de comunicación con la subestación de potencia, a través de diversos medios de comunicación, incluyendo dial-up, banda ancha, enlace vía satélite, GPRS/3G/LTE, Ethernet y fibra óptica.
- El sistema deberá ser diseñado para alcanzar una vida útil de al menos 10 años.

4.5.8. Características de mantenimiento del sistema

Las actividades de mantenimiento del sistema propuesto deberán ser mínimas y por ende requerirán el mínimo uso de recursos, lo cual repercutirá en menores costos de mantenimiento para en el mediano y largo plazo.

Se deberá evitar instalar componentes en la red MT y BT de tal manera que las modificaciones a la red y actividades de mantenimiento sean mínimas y no afecten su funcionamiento, originando cortes de energía a sus clientes.

4.5.9. Características de los equipos

SERVIDORES

Los servidores deberán ser equipos de última generación, de marca reconocida, adecuados para las necesidades propuestas. Sus principales características son:

- a) Arquitectura de procesadores multi-núcleo, con capacidad de memoria RAM adecuada para cada servidor y discos duros de tecnología SAS. Estos servidores deberán tener una arquitectura de 64 bits y amplia capacidad de expansión de memoria.

- b) Deberán contar con redundancia de fuentes de alimentación reemplazables en caliente, e incorporar módulos de ventilación interna libres de mantenimiento.
- c) El modelo debe permitir su montaje en rack de 19”.
- d) Los procesadores deberán ser seleccionados de los modelos más recientes para lograr una operación eficiente, como elementos de un sistema en tiempo real.
- e) Deberá contar con un conjunto de discos en configuración RAID 5, para soportar el sistema operativo y las demás funciones que se le asignen, y unidad de almacenamiento tipo DVD de alta capacidad para realizar copias de seguridad del software del sistema y la base de datos en tiempo real e histórico.

El servidor deberá contar con un (01) monitor de pantalla plana, con tecnología LCD como mínimo con pantalla de 17”, montaje en rack del gabinete y permitirá la operación del servidor desde el mismo rack donde estos se encuentren.

ESTACION DE OPERACIÓN

La estación de operación deberá estar diseñada para adaptarse a entornos de trabajo demandantes donde la información crítica debe estar disponible permanentemente para el operador. Debe ser un equipo de marca reconocida, con representación y soporte técnico local, que asegure su operación continua.

La estación de operación deberá contar con procesador multi-núcleo, como mínimo 4 núcleos, y velocidad igual o superior a 2.0 GHz, con capacidad de memoria RAM no menor a 8 GB y discos duros de tecnología SATA con velocidad igual o superior a 10K rpm, capacidad no menor de 300 GB. Tarjeta de video externa con memoria RAM no menor a 512 MB, que ofrezca al operador total dominio de la interfaz gráfica del software suministrado. Debe contar con unidad de almacenamiento tipo DVD de alta capacidad.

La estación de operación deberá contar con un (01) monitor de tecnología LCD con retroiluminación LED, con ángulos de visión de 160° o superior, con pantalla de mínimo 19” y resolución de 1280x1024.

SWITCH DE COMUNICACIONES

En el Centro de Control se deberá incorporar un switch de comunicaciones para la interconexión de los equipos, administrable y diseñada para trabajar en entornos industriales y subestaciones eléctricas. Deberá contar con un mínimo de 09 puertos de 10/100Mbps, fuente de alimentación de amplio rango 100-250VAC y diseño robusto, con amplio rango de temperatura de operación -20°C a $+60^{\circ}\text{C}$.

Las normas a tomar en cuenta para este equipo son:

- a) IEEE 802.1D, Spanning Tree Protocol
- b) IEEE 802.1w, Rapid Spanning Tree Protocol
- c) IEEE 802.3, Ethernet
- d) IEEE 802.3u, Fast Ethernet
- e) IEC 61850-3 e IEEE 1613

GABINETE

El gabinete deberá albergar el equipamiento del sistema en el centro de control. Deberá ser de tipo autosoportado, de dimensiones como mínimo 2000x600x1000mm, con rack estándar de 19" bajo normas equivalentes EIA 310-D, IEC 60297 o DIN 41494 SC48D, para montaje de equipos, con columnas perforadas en formato de tamaño 1U. Contará con puerta frontal y posterior, paneles laterales desmontables. Construcción y diseño para soportar la carga del sistema. Será de acero con puerta frontal con vidrio templado transparente. Contará con las bandejas de soporte necesarias para alojar equipos de menor medida. Deberá incluir sistema de ventilación con rejilla y termostato, puesta a tierra mediante barra de cobre que deberá ser conectada a la tierra del centro de control, e iluminación interna con interruptor de encendido automático.

MEDIDORES

Para cada uno de los clientes se deberá suministrar e instalar medidores electrónicos con interfaces de comunicación que permitan realizar comunicaciones bidireccionales.

Los medidores se deberán instalar dentro de una caja portamedidor y considerar el suministro de todos los cables, accesorios, materiales y dispositivos necesarios para la instalación, cableado y conexionado, y funcionamiento de los medidores con sus interfaces de comunicación respectivos.

En caso de cortes (apagones), los medidores deberán mantener la sincronización de tiempo de sus relojes por al menos 24 horas.

Los medidores deben tener la capacidad de almacenamiento de datos leídos a intervalos de 15, 30 o 60 minutos, por al menos 30 días y 4 canales. Estos datos serán utilizados para generar gráficos/reportes del perfil de carga del consumo de energía.

En la Tabla de Datos Técnicos se presenta las especificaciones técnicas de los medidores requeridos.

CAJA PORTAMEDIDOR

Las cajas portamedidores serán fabricadas con plancha de hierro laminado en frío, de 0,9 mm de espesor para el cuerpo de la caja y 2,0 mm para la tapa.

Todos los puntos de soldadura estarán distanciados entre sí 40 mm como máximo. Los cortes y dobleces deberán efectuarse por estampado, no debiendo tener filos cortantes ni rebabas.

Previamente a la aplicación de la capa de pintura, se limpiará la superficie metálica mediante un proceso de arenado o decapado. El acabado se hará a base de pintura anticorrosiva epóxica, color gris mate.

Presentará seis agujeros prefabricados: uno (1) en la cara inferior, uno (1) la cara superior y dos (2) en cada cara lateral. La apertura de los agujeros deberá efectuarse por el interior de la caja.

El marco frontal no será desmontable y estará provisto de un visor transparente de policarbonato resistente a los golpes, a la corrosión, a radiación ultravioleta material y a los cambios bruscos de temperatura. Para los efectos de seguridad, estará equipado con una chapa triangular metálica implementada con precinto de seguridad.

En el interior de la caja se instalará un tablero de madera tornillo o cedro liso, protegido con material preservante CCB o Pentaclorofenol, aplicado según lo indicado en

la Norma ITINTEC 251.019. El acabado será similar en ambas caras del tablero. Las dimensiones se muestran en las láminas de detalles.

MURETE

El murete será utilizado para la instalación de la caja portamedidor, deberá tener una suficiente profundidad de empotramiento y cimentado de tal manera que permanezca en el tiempo su verticalidad e integridad.

El material empleado en la construcción de los muretes será a base concreto Fc:175 kg/cm², como mínimo, reforzado con varillas de fierro u otra combinación de materiales de suficiente robustez mecánica y duración similar a la instalación eléctrica. Puede ser de concreto prefabricado.

Cuando se utilice concreto o cemento u otro material, la superficie deberá tener un acabado uniforme y liso.

Las dimensiones del Murete se muestran en las láminas de detalles.

4.5.10. Características técnicas del software

Se deberá suministrar todo el software de estándares abiertos, necesario para el funcionamiento del sistema, incluyendo el sistema operativo para servidores y estación de operación.

Software de medición remota

El software de medición remota deberá tener como mínimo las siguientes funcionalidades:

- Gestión remota de datos de medición, que permitan la disponibilidad de los mismos a todas las aplicaciones de la empresa en base a estándares. Funcionalidades básicas de gestión de datos con flexibilidad para agregar gradualmente funciones avanzadas.
- Capacidad de integrar medidores de diferentes marcas, evitando que se dependa de un solo proveedor en el crecimiento futuro del sistema.

- Obtención de lecturas diarias y bajo solicitud del consumo y de la demanda de los medidores.
- Obtención de lecturas diarias y bajo solicitud de los registros de los medidores (dependiendo de la capacidad del medidor).
- Obtención de información de intervalos y “time-of-use” (TOU) (dependiendo de los medidores).
- Conexión y desconexión remota de medidores que estén equipados con relés de desconexión.
- Obtención de lecturas de voltaje y realización de la evaluación de cortes.
- Realizar reportes de balance de energía.
- Detección de la manipulación del medidor.
- Capacidad de incorporar la modalidad prepago.
- Capacidad de monitoreo y control de otros dispositivos a lo largo de las líneas eléctricas de distribución, como banco de condensadores, reguladores y reclosers (Distribución Automatizada) a futuro. Este aspecto deberá ser sustentado con catálogos.
- Capacidad de almacenamiento de datos a largo plazo con las funciones básicas de validación, edición y estimación de datos (VEE), así como también análisis, y reporte de datos para análisis de pérdidas, facturación de energía y análisis de tensión.
- Seguridad del sistema en base a nombres de usuario y contraseñas. Sólo usuarios autorizados tendrán derechos para visualización y/o edición de la información.
- El software deberá funcionar en un entorno Microsoft Windows.
- Soporte de múltiples estaciones de trabajo.

- Soporte de acceso al portal vía web para permitir un despliegue y operación del sistema seguro y de bajo costo.
- A través del portal web deberá poder efectuarse la importación de medidores, agrupación de medidores, programación de lecturas, lecturas bajo demanda, monitoreo del voltaje, procesamiento por lotes, operación de desconexión, registros de comunicación, reportes y exportación de datos.
- Interfaz de usuario basada en web para acceso a los datos almacenados desde cualquier estación existente y por aplicaciones como servicio al cliente, facturación, contabilidad, elaboración de reportes y mantenimiento.
- Deberá contar con la capacidad de definir roles de usuarios para determinar, a través de un nombre de usuario y contraseña, las carpetas y datos a los que tendrá acceso el usuario.
- Proporcionar estructuras jerárquicas que permiten ver y navegar fácilmente a través de los datos relacionados.
- Capacidad de comunicación abierta con otros sistemas a través de protocolos estándares y base de datos relacionales.
- La capacidad de integración con otros sistemas deberá tener interfaces estándares, incluyendo:
 - Interfaz basado en el estándar MultiSpeak para empresas de distribución que permitirá integraciones en tiempo real con los sistemas SCADA y GIS existentes.
 - Archivos planos de datos de medición estandarizados, generados periódicamente para transferencia a futuro con sistemas como el sistema de facturación u otros en base de datos SQL u Oracle.
 - Acceso directo a tablas de la base de datos.

- El software deberá incluir una herramienta que permita determinar el alcance de los cortes (apagones) en la red de distribución y brinde soporte durante trabajos de restauración. Identificado el alcance del corte, se podrá enviar la cuadrilla al dispositivo de protección afectado o área del problema, reduciendo el tiempo de respuesta ante cortes y el tiempo de su restauración. El sistema debe tener la capacidad de desplegar la información de detección de cortes en listas de visualización. Las listas deben poder exportarse a archivos, como por ejemplo de hoja de cálculo, para su análisis posterior. Esta aplicación permitirá obtener más información para la programación de mantenimientos preventivos, ahorrar costos operativos y mejorar la satisfacción de los clientes, al mejorar la confiabilidad del servicio.
- Capacidad de reportar alarmas por manipulaciones de los medidores.
- Capacidad de realizar pruebas de diagnóstico periódicas del equipamiento instalado en las subestaciones y la información generada debe estar disponible para presentación de reportes o análisis.
- Capacidad de realizar reportes que podrán ser utilizados por los departamentos de operaciones y servicio al cliente.
- Capacidad de sincronización con un reloj GPS externo permanentemente. Esta funcionalidad es necesaria para realizar el balance de energía.
- Capacidad de sincronización del tiempo de todos los equipos aguas abajo de él, incluyendo los medidores de las SEDs y medidores en B.T. y M.T. Esta funcionalidad es necesaria para realizar el balance de energía. La sincronización deberá ser realizada al menos una vez cada hora.
- Capacidad para generar gráficos/reportes del perfil de carga del consumo de energía.

4.6. Formularios de datos garantizados

4.6.1. Formulario de datos garantizados hardware

Tabla 4.2: Formulario de datos garantizados hardware

Ítem	Equipamiento/Función	Descripción	Valor Requerido	Valor Garantizado
A	SERVIDOR	Marca/Modelo	Indicar	
A.1	Procesador	Velocidad	2.0 GHz	
A.2	Memoria	RAM Servidor Sistema de Medición Remota	32 GB	
A.3	Discos de almacenamiento	Capacidad Servidor	6x300GB	
		Tecnología	SAS Hot Plug	
		Configuración	RAID 5	
A.4	Sistema Operativo		Windows Server 2012	
A.5	Tarjeta de Red	Puertos Ethernet 1GB	2	
	Fuente de Alimentación		Redundante, reemplazable en caliente	
A.6	Factor de Forma		Rack	
A.7	Monitor	Tecnología	LCD	
		Tamaño	17"	
		Resolución	1600x900	
		Montaje	Rack	
B	ESTACIÓN DE OPERACIÓN	Marca/Modelo	Indicar	
B.1	Procesador	Velocidad	2.0 GHz	
B.2	Memoria	RAM	8 GB	
B.3	Disco de almacenamiento	Capacidad	250GB	
		Velocidad	10Krpm	
B.4	Tarjeta de Video	Memoria	512MB	
B.5	Tarjeta de Red	Puertos Ethernet 1GB	2	
B.6	Unidad Óptica		DVD RW	
			LCD con retroiluminación LED	
B.7	Monitor	Tecnología	LCD con retroiluminación LED	
		Tamaño	19"	
		Resolución	1280x1024	

Ítem	Equipamiento/Función	Descripción	Valor Requerido	Valor Garantizado
C	SWITCH	Marca/Modelo	Indicar	
C.1	Puertos Ethernet	Cobre 10/100TX	8	
C.2	Rango de Alimentación		100-250VAC	
C.3	Construcción	Grado de Protección	IP40	
		Montaje	Riel DIN	
C.4	Temperatura de operación		-20°C a +60°C	
C.5	Cumplimiento de Estándares	Ambientales e Inmunidad EMI	IEC 61850-3	
		IEEE	IEEE 802.3 IEEE 802.3u IEEE 802.3x IEEE 802.3ad IEEE 802.1D IEEE 802.1p IEEE 802.1Q IEEE 802.1w IEEE 802.1X	
D	RELOJ GPS	Marca/Modelo	Indicar	
D.1	Precisión		1 micro segundo	
D.2	Protocolo de Tiempo		NTP	
D.3	Salida		RS-232	
D.4	Pantalla		Cristal líquido	
D.5	LEDs indicadores de estado		SI	
D.6	Configuración	Mediante interfaz RS-232 y teclas del panel frontal	SI	
D.7	Montaje		Rack	
E	UPS	Marca/Modelo	Indicar	
E.1	Potencia		6kVA	
E.2	Tensión de entrada/salida		220Vca, 60Hz	
E.3	Autonomía		1 hora a plena carga	
E.4	LEDs indicadores de estado		SI	

Ítem	Equipamiento/Función	Descripción	Valor Requerido	Valor Garantizado
F	GABINETE AUTOSOPORTADO	Marca/Modelo	Indicar	
F.1	Dimensiones		2000x800x1000mm Zócalo de 100mm	
F.2	Construcción	Material	Chapa de acero	
		Puerta frontal	Transparente con empuñadura y cierre de seguridad	
		Puerta posterior	Chapa de acero con empuñadura y cierre de seguridad	
		Planchas laterales	De montaje a presión	
		Pintura	Imprimación por inmersión, texturizado en RAL7035	
		Puesta a Tierra	SI	
G	SISTEMA DE MEDICIÓN REMOTA	Fabricante	Indicar	
G.1	Características	Empleo de la red de distribución eléctrica para la transmisión de los datos de medición.	Informar	
G.2	Mantenimiento	Mínimo.	Informar	
		Uso del mínimo número de componentes instalados en la red MT y BT, que no la modifiquen o afecten su funcionamiento	Informar	

4.6.2. Formulario de datos garantizados software

Tabla 4.3: Formulario de datos garantizados software

Ítem	Función	Descripción	Valor Requerido	Valor Garantizado
A	SOFTWARE DE MEDICIÓN REMOTA	Marca	Indicar	
A.1	Características Generales	Plataforma	Windows	
		Capacidad de integración de medidores de diferentes marcas	SI	
		Capacidad de monitoreo y control de otros dispositivos a lo largo de las líneas eléctricas de distribución	SI	
		Seguridad del sistema en base a nombres de usuario y contraseñas	SI	
		Soporte de múltiples estaciones de trabajo	SI	
		Interfaz de usuario basada en web	SI	
		Capacidad de integración con otros sistemas a través de estándar MultiSpeak y base de datos relacionales	SI	
		Capacidad de integración con otros sistemas a través de estándar MultiSpeak y base de datos relacionales	SI	
		Modulo- Herramienta de gestión de cortes y apagones	SI	
		Capacidad de realizar reportes de alarmas de manipulaciones de medidores	SI	

Ítem	Función	Descripción	Valor Requerido	Valor Garantizado
		Capacidad de realizar reportes o análisis de diagnóstico del equipamiento instalado en las subestaciones	SI	
		Capacidad de sincronización con un reloj GPS externo	SI	
		Capacidad de sincronización del tiempo de equipos aguas abajo de él, incluyendo los medidores de las SEDs y demás medidores comunicados.	SI	
		Capacidad para generar gráficos/reportes del perfil de carga del consumo de energía	SI	
		Tendrá la capacidad de realizar chequeos rápidos de los medidores ante un evento, con una rapidez de hasta 1000 medidores por alimentador por minuto	SI	
		La función de gestión de cortes deberá permitir el despliegue de la información en mapas geoespaciales	SI	

4.6.3. Formulario de datos garantizados medidores

Tabla 4.4: Formulario de datos garantizados medidores

Ítem	Función	Descripción	Valor Requerido	Valor Garantizado
A	MEDIDOR TRIFASICO			
A.1	Generales	Fabricante/marca	Indicar	
		País de origen de la fabricación	Indicar	
		Modelo	Indicar	
		Tipo	Indicar	
A.2	Características Generales	Tipo de Medición	Energía Activa, Energía Reactiva	
		Tipo de Diseño	Electrónico	
		Dimensiones externas aproximadas del medidor (profundidad, largo, ancho)	Indicar	
		Tipo de pantalla (Display)	LCD	
		Datos indicados en pantalla (Display)	Energía activa (KWh), Energía reactiva (KVARh)	
		Cantidad de dígitos del indicador de lectura	Enteros \geq a 6 dígitos	
		Clase de precisión	Indicar	
		Unidad de Medida	KWh, KVARh	
		Tensión nominal	120 a 480 V	
		Frecuencia nominal	60 Hz	
		Temperatura de operación	-40 a + 85 °C	
		Corriente máxima	20 A	
		Corriente nominal	0 a 20 A	
		Número de hilos	3	
		Número de fases	3	
		Tipo de instalación	Directa o indirecta	
		Constante del medidor (Pulsos/kWh)	Indicar	
		Detección de Manipulación del Medidor	SI	

Ítem	Función	Descripción	Valor Requerido	Valor Garantizado
A.3	Comunicaciones	Módulo de comunicaciones para transmisión de datos vía red de distribución eléctrica.	SI	
A.4	Características Eléctricas	Cumplimiento de las normativas ANSI C12.1 y ANSI C12.20 o estándar similar	SI	
A.5	Características	Material de la cubierta del medidor	Polycarbonato o similar	
	Mecánicas	Cumplimiento de la normativa ANSI C12.10 o estándar similar	SI	
A.6	Componentes Básicos	Cantidad de Elementos	2 o 3 elementos	
B	CAJA PORTAMEDIDOR			
B.1	Fabricante			
B.2	Material	De la plancha	Hierrolaminado en frío	
B.3	Espesor de la plancha	- Cuerpo de la caja	0,9 mm	
		- Tapa de la caja	2,0 mm	
B.4	Acabado	- Limpiado	Arenado o decapado	
		- Color de pintura epóxica	Gris mate	
		- Espesor mínimo de impregnación de la base epóxi cromato de zinc	50 μm	
		- Espesor del acabado epóxico	100 μm	

4.7. Análisis de factibilidad de la implementación del sistema AMI - PLC

Se efectúa un estudio económico sobre la viabilidad del proyecto AMI, lo cual involucra conocer dos métodos económicos que son muy utilizados en el análisis de proyectos de inversión, para determinar su viabilidad o no desde el punto de vista rentable.

4.7.1. Análisis económico

Uno de los temas importantes a nivel de gerencia en una empresa, son los presupuestos económicos, ya que sus activos deben ser eficientes y generar más, de tal manera que se pueda invertir en otros proyectos con la misma perspectiva. Para saber si un proyecto es rentable o no, es necesario realizar una evaluación económica, para ello describiremos dos métodos.

4.7.2. Valor Actual Neto (VAN)

“Se define como el valor que resulta de la diferencia entre el valor presente de los futuros ingresos netos esperados (son descontados a una tasa k que representa el costo de oportunidad del capital) y el desembolso inicial de la inversión (FF_0).” A continuación, se expresa la fórmula del VAN:

$$VAN = -FF_0 + \frac{FF_1}{(1+k)} + \frac{FF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1+k)^n}$$

O también se puede expresar:

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

Teniendo presente que FF_j son los flujos de efectivo que se tienen cada mes o año (es decir todos los valores positivos, considerados como ingresos). 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:

Aceptar los proyectos con $VAN > 0$ o rechazar los proyectos con $VAN < 0$ o es indiferente aceptar o rechazar los proyectos con $VAN = 0$. (Coronel G. p.147).

4.7.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

“La tasa interna de retorno TIR se define como aquella tasa que descuenta el valor de los futuros ingresos netos esperados igualándolos con el desembolso inicial de la inversión.” Matemáticamente esta definición es equivalente a decir que la TIR es aquella tasa de interés que satisface la ecuación que iguala el VAN a cero, es decir que se iguala el valor presente del flujo de efectivo futuro al gasto inicial de la inversión.

$$-FF_0 + \frac{FF_1}{(1+TIR)} + \frac{FF_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1+TIR)^n}$$

Esto se puede expresar de la siguiente manera:

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

La TIR es una medida de rentabilidad periódica de la inversión. Las ecuaciones matemáticas aun no aclaran el verdadero significado económico, de esta manera la TIR a diferencia de la VAN se mide en términos relativos y no absolutos, es decir que indica cual es el “porcentaje de rentabilidad que se obtiene por cada moneda que se obtiene por cada moneda invertida en el 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: Aceptar el proyecto si la $TIR > k$, o rechazar el proyecto si la $TIR < k$, o analizar si el proyecto tiene opciones si la $TIR = k$. No se debe confundir la TIR con la tasa de interés k con la que se calcula el VAN, la cual representa el costo de oportunidad del capital. Si la TIR es muy próximo a k , el VAN sería muy próxima a cero, por lo cual nuevamente se tiene que realizar un análisis sobre si el proyecto tiene opciones y cuál es su valor, con el objetivo de encontrar un plus que torne realizable el proyecto. (Coronel G. p.148)

4.7.4. Rentabilidad del proyecto de medición inteligente

La rentabilidad del proyecto se analizará basándose en los conceptos del VAN y TIR. Para calcular estos dos indicadores, se deben considerar los Flujos de Efectivo (FFj) que el proyecto generaría como rendimiento sobre una proyección de 15 años. Para ello se debe efectuar un estudio que consiste en valorar económicamente el impacto de AMI sobre los procesos que la empresa viene desempeñando en la actualidad, además se debe considerar y estimar un valor económico a todas las actividades y potenciales oportunidades que sugieran la recuperación económica del proyecto.

También se debe examinar el costo de la inversión inicial (FFo) y el efecto de la implementación de AMI, sobre temas adicionales en los cuales potencialmente existiría un impacto positivo. De esta manera a continuación se detallan los costos que involucra la implementación del proyecto de Medición Inteligente. (Coronel G. p.149).

a) Costos de toma de lecturas

Es el costo que representa la toma de lecturas de los clientes dentro del área de cobertura de AMI, esta evaluación se aprecia en la siguiente tabla:

Tabla 4.5: Costo de la toma de lecturas

Costo mensual de lectura por Medidor S/.	Número de Medidores	S/. Mes	S/. Año
10.41	157.00	1,634.37	19,612.44

En consecuencia, anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/ **19,621.44** por concepto del ahorro de toma de lecturas.

b) Costo de gestión de corte y reconexión

Pertenece a los costos relacionados con las actividades de corte y reconexión correspondientes a la gestión de notificaciones y acciones coercitivas para clientes en mora, la valoración se observa en la siguiente Tabla:

Tabla 4.6: Costo de gestión de corte y reconexión

Costo de gestión de corte y reconexión S/.	Número estimado de clientes involucrados en un mes	S/. Mes	S/. Año
1.87	27.00	50.49	605.88

Indicando que el número de clientes estimado (27) se obtuvo al realizar un promedio mensual de clientes sujetos a gestión de la Empresa, que es aproximadamente 40 como máximo y 14 como mínimo, esta información se obtuvo del Departamento de Comercialización de Energía, datos proporcionados de Enero a Setiembre del 2018

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/605.88 por concepto de ahorro de gestión corte y reconexión.

c) Costo de Energía Fuera de Servicio EFS

Corresponde al costo directo de la energía que no se suministra al cliente durante el lapso de tiempo que dura el corte del servicio por falta de pago hasta el restablecimiento del mismo, es decir que esta energía fuera de servicio representa los costos que la Empresa deja de recaudar durante este tiempo. El cálculo realizado se expresa en la siguiente tabla:

Tabla 4.7: Costo de la EFS

Promedio mensual estimado de clientes para corte por falta de pago	Promedio estimado de consumo diario area urbana (kwh)	Tiempo promedio fuera de servicio (h)	Costo neto del kwh	S/. Mes	S/. Año
14.00	303.06	24.00	0.21	20,915.73	250,988.78

* El promedio de consumo diario se considera sobre un total mensual de 1,427,428.13 kWh para el sector industrial.

** El costo neto de 0.2054 ¢/kWh se obtiene del Departamento de Comercialización de Energía de Electro Puno.

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/250,988.78 por concepto de EFS que la Empresa recaudaría.

d) Costo del grupo de trabajo de construcción

Este valor se refiere directamente al costo de mano de obra de actividades de construcción ejecutadas en acciones sobre el corte del suministro por falta de pago de clientes del servicio eléctrico. Debido a las dificultades de acceso físico al medidor se tiene que realizar el corte a nivel de la acometida del cliente. El cálculo de este valor se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.8: Costo de los grupos de trabajo de construcción

Costo de mano de obra US\$	Número estimado de clientes involucrados	S/. Costo mensual	S/. Costo Anual
50.92	14.00	712.88	8,554.56

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/**8.554.56** por ahorro de este rubro.

e) Costo plan de mantenimiento de medidores

Involucra el costo de recuperación de energía por modernización de medidores. La clase de precisión de los equipos de medición instalados tiende a disminuir, debido a que la exactitud y calibración del medidor decrece por la antigüedad de los equipos, además con el pasar del tiempo los niveles de consumo energético del propio medidor aumentan, esta situación genera que los registros de consumos no sean precisos. Generalmente la energía registrada por medidores que ya han cumplido su vida útil, no representa los verdaderos consumos de los clientes, lo cual repercute en la facturación y recaudación como pérdidas económicas para la Empresa.

Cuando se realiza el cambio de medidores antiguos por nuevos, se recupera una cierta cantidad de energía que será facturada por la Empresa, esto se demuestra en un estudio realizado por la Empresa de enero a setiembre en el año 2016, en donde se realizó un Balance de energía mensual de mediciones de los consumos. (Jano Y. 2017, p.16). Basándose en estos resultados se puede estimar la proyección de recuperación de energía para los clientes industriales del servicio eléctrico Ananea, que estén involucrados en el proyecto de Medición Inteligente. El cálculo de este valor se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 4.9: Costo plan de mantenimiento de medidores

Consumo mes de Setiembre (kwh)	Energía recuperada mensual kwh	Costo kwh S/.	Recuperación económica S/. mes	Recuperación económica S/. Año
1,427,428.13	26,410.91	0.21	5,424.80	65,097.62

Indicando que la energía recuperada mensual 26,410.91 KWh, se obtuvo al realizar una relación directamente proporcional de la venta de energía total a clientes en media tensión que es de 89,799,148 KWh en la cual hay un recupero de energía 1,661,504 KWh, En consecuencia, para los clientes dentro área del sistema de Medición Inteligente, que tiene un consumo aproximado de 1,427,428.13 KWh, y se pudo proyectar una recuperación de energía neta anual de 26,410.91 KWh, lo cual representa un flujo de efectivo de S/. **65,097.62** al año.

f) Costo recuperación de energía por pérdidas no técnicas

En la actualidad, el servicio eléctrico Ananea no cuenta con equipos de medición instalados en las cabinas de transformación, lo cual dificulta realizar balances energéticos precisos. Se requiere entonces instalar un sistema de medición especial para detectar pérdidas no técnicas en el sector, por lo cual se debe estimar la recuperación de energía por este concepto, refiriéndose a los índices generales proporcionados por un estudio realizado de clientes mayores de una muestra de 160 suministros que representan el 19.3% del total de suministros que son 829 Clientes Mayores de Electro Puno, que indican un 1% de pérdidas en el año 2016. (Jano Y. 2017, p.16). En la siguiente tabla se realiza esta proyección.

Tabla 4.10: Costo de recuperación de energía por pérdidas no técnicas

Consumo mes de Setiembre (kwh)	Porcentaje de perdidas	Energía recuperada mensual kwh	Costo kwh S/.	S/. mes	S/. Año
1,427,428.13	1.0%	14,274.28	0.21	2,931.94	35,183.25

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/. **35,183.25** por concepto de recuperación de energía de pérdidas no técnicas.

g) Valoración del impacto positivo

Adicionalmente se debe tomar en cuenta el potencial impacto positivo de la implementación del sistema de Medición Inteligente en el servicio eléctrico Ananea. En la que afecta positivamente el proyecto, estos beneficios adicionales deberían valorarse económicamente, pero debido a la gran cantidad de variables y dificultades para establecer un precio, se ha creído conveniente estimar este impacto positivo en 1 % del valor de la inversión inicial, en consecuencia, esto representaría un flujo de efectivo de **S/. 31,630.79** anual. El cálculo de este valor se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 4.11: Valoración del impacto positivo

Valoración de Impacto Positivo	Inversión Inicial	S/. Año
1 %	3,163,078.52	31,630.79

g) Costos de la inversión inicial

La parte más costosa de la inversión inicial corresponde al precio de los medidores inteligentes debido al gran número de equipos que se instalarán. Según la Tabla 5.8, la cual corresponde a la cotización realizada para el implementado del sistema de Medición Inteligente, en ella se detalla los costos de Equipos de comunicación en la Subestación, Equipos de Comunicación Remota, que, incluyen el software de gestión empresarial, Equipos en la Estación Maestra y accesorios para pruebas y repuestos, que en promedio se sitúa en torno a los S/. 2,384,217.68. Estos precios corresponden al año 2016.

Tabla 4.12: Costo promedio de suministro de equipos y materiales

Equipo de Comunicación en la Subestación (SCE) US\$	Equipo de comunicación Remota (RCE) US\$	Estación Maestra US\$	Accesorios para Pruebas y repuestos US\$	Suministro: Costo de la Inversión Inicial S/.
89,222.04	446,325.88	164,350.96	33,706.56	2,384,217.68

También se debe considerar los costos de servicios de ingeniería, configuración, pruebas y capacitación, servicios de montaje movilización y transporte de centro de control, medidores y SET, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.13: Costo promedio de servicios de montaje, movilización y transporte

Servicios de Ingeniería, Configuración, Pruebas y Capacitación US\$	Centro de Control: Montaje, Movilización y Transporte US\$	Medidores: Montaje, Movilización y Transporte US\$	SET Ananea: Montaje, Movilización y Transporte US\$	Montaje: Costo de la Inversión Inicial S/.
48,977.12	13,193.71	103,327.89	74,150.77	778,860.84

Por lo tanto, el costo total de la inversión inicial es:

Total de costo de la inversión inicial S/.	3,163,078.52
---	---------------------

h) Calculo de VAN y TIR del proyecto de medición inteligente

Una vez que se ha calculado y estimado todos los costos que involucran la implementación del proyecto, se debe proyectar y calcular los valores del VAN y TIR para determinar la factibilidad de la implementación. Para ello es necesario proyectar la recuperación económica a 15 años, con una tasa de interés $k = 8\%$, la cual se emplea para proyectos de inversión en el país (www.mef.gob.pe), es así que en el Anexo E se detalla la evaluación económica del proyecto de Medición Inteligente que se pretende. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

VAN= S/ 360,630.43

TIR= 9.82%

Si nos basamos en estos indicadores y sus reglas de decisión se determina que el proyecto es totalmente viable, ya que el valor absoluto de VAN es mayor a cero y la TIR es mayor a la tasa de interés k . Además, este proyecto dispone de muchas opciones lo cual genera un plus de rentabilidad.

Capítulo 5

CONCLUSIONES

1. De acuerdo al estudio realizado del sistema de gestión de medición de energía eléctrica, se describió y evaluó las instalaciones eléctricas existentes conformados por la subestación Ananea, 157 clientes mayores y equipos de medición. Así mismo se realizó el análisis comparativo de las soluciones, en la que se determina que la solución AMI PLC es la alternativa técnica y económicamente más viable y confiable para el desarrollo del proyecto de investigación, ya que para crecer con la solución de RF se necesitaría mantenimiento e infraestructura adicional y con la solución GPRS la señal de datos es limitada.
2. De acuerdo a la verificación realizada, la S.E.T Ananea que es alimentada de la S.E. Azángaro a través de una línea en 60kV, se encuentra operativa, en buen estado y en condiciones de implementarse los equipos de comunicaciones, así mismo, la subestación cuenta con dos celdas de llegada en 60kV, cada una equipada con pararrayos, transformadores de tensión, seccionadores de línea, interruptor de potencia y transformador de corriente, como se desarrolla en la sección 4.1. Los clientes mayores ubicados en las localidades de Cerro Lunar, Lunar de Oro, Lunar, Ritticucho y Rinconada del distrito de Ananea, están suministrados de energía de acuerdo a tres tipos de conexiones de los medidores, directa, semi-directa e indirecta. En el caso de los equipos de medición, estos aparentemente tienen un estado regular, pero en algunos casos debido a que no se encuentran protegidos e instalados de manera

adecuada no se podría asegurar que estén operando muy bien, tal como se muestra en el registro fotográfico del Anexo B.

Para la implementación del sistema AMI con la tecnología PLC se requieren el suministro de equipos de comunicación en la subestación (SCE) el cual tiene un costo de 89,222.04 USD y el suministro de 157 medidores que conforman equipo de comunicación remota (RCE) el cual tiene un costo de 446,325.88 USD, así mismo el suministro de la estación maestra (Centro de Control) tendría un costo de 164,350.96 USD y el suministro de accesorios para pruebas y repuestos que tiene un costo de 33,706.56 USD. según la cotización realizada en en el Anexo C..

3. De Acuerdo al análisis comparativo realizado en la sección 4.2, Con la solución AMI RF, Electro Puno tendría que establecer un área de comunicaciones que pueda brindar soporte y mantenimiento a las radios, antenas y torres. Esto generaría excesivos costos futuros, además de costos adicionales cuando se quiera crecer sobre la misma plataforma, pues se requeriría de equipos adicionales. Además, se puede apreciar en la figura 4.13 que realmente no hay línea de vista entre el punto de medición en La Rinconada y la subestación Ananea, lo que obligaría que el proyecto considere estaciones repetidoras para alcanzar la comunicación, con el consecuente encarecimiento de los costos del proyecto.

Así mismo, con la solución AMI GPRS los costos de mantenimiento del sistema serán mínimos ya que estos están incluidos en los costos del servicio brindado por la empresa de Comunicaciones Claro o Movistar. En la figura 4.15 es el grafico del comparativo de la cobertura de la señal de datos de los operadores Claro y Movistar, en este se evidencia que la calidad de la cobertura de señal de datos es mínima, es decir existe señal datos en esta localidad, pero es limitada.

4. Las especificaciones técnicas y tabla de datos técnicos que se plantean en la sección 4.5 del modelo de pliego elaborado, presentan las mejores condiciones y alternativas para la adquisición de hardware y servicios necesarios y acordes a la actual tecnología y mercado internacional.

Capítulo 6

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar estudios similares de gestión de medición para analizar los resultados y beneficios que puedan obtener en nuestra región, mediante Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

Las empresas de distribución deberían empezar a realizar proyectos relacionados piloto, con miras hacia el manejo más eficiente de los recursos de energía en la distribución para posteriormente poder desplegar y tener una cobertura principalmente en centros comerciales, clínicas, hospitales, mercados, e integrar la generación de electricidad mediante recursos energéticos renovables y así poder afrontar el crecimiento futuro.

Teniendo en cuenta proyectos similares en el mundo de sistemas de Medición Inteligente, se recomienda que la realización de estos proyectos sea la visión o política a seguir a nivel de país, ya que al incrementar la magnitud del proyecto se pueden obtener mejores beneficios económicos y beneficios sociales.

Es muy importante la implementación de este tipo de proyectos, por lo que se recomienda revisar e investigar sobre nuevas publicaciones de normas y documentos relacionados de organizaciones importantes y líderes de estos temas. Es importante que las especificaciones técnicas, del sistema que se utilice, se adquiera, ya que facilita su adaptación con sistemas inteligentes y así proyectarnos en un futuro cercano ser parte de una red inteligente.

Es importante informar a la ciudadanía sobre los proyectos a ejecutarse y así poder incentivar a su participación, compromiso y futuros beneficios.

Capítulo 7

REFERENCIAS

1. Aclara. (2011). "Manual Tenido del Equipo de Comunicaciones de la subestación (SCE), Y10380-TUM-SPN". (Documento). www.Aclara.com.
2. Coronel G. (2011). "*Estudio para la implementación del sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa eléctrica regional Centro Sur S.A.*". (Tesis del Título Profesional de Ingeniero Eléctrico). Universidad Técnica Salesiana. Cuenca - Ecuador.
3. Eduardo J. & Luis C. (2008). "Resultados de la Supervisión y Fiscalización del Contraste de Medidores de Electricidad en el Perú 2004 - 2007". Documento de Trabajo No 12, Gerencia de Fiscalización Eléctrica– Osinergmin.
4. Idrovo C., & Reinoso T. (2012). "*Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure) mediante contadores inteligentes por parte de la empresa eléctrica Azogues C.A.*". (Tesis del Título de Ingeniero Electrónico). Universidad Técnica Salesiana. Cuenca - Ecuador.
5. Jano Y. (2017). "*Reducción de pérdidas no técnicas de energía en el sistema mt2, mt3, mt4 de la empresa Electro Puno S.A.A.*". (Tesis del Título de Ingeniero Mecánico Electricista). Universidad nacional del Altiplano Puno.
6. López R. (2008). "*Análisis de alternativas de desarrollo de sistemas de medida avanzada bajo el concepto de redes inteligentes en Chilectra S.A.*". (Memoria para

- optar al Título de Ingeniero Civil Electricista). Universidad de Chile, departamento de ingeniería eléctrica. Santiago de Chile.
7. Muro J. (2017). Smart Grid en el Peru: Retos y factores Críticos de Éxito, Gerente Corporativo Comercial – Grupo Distriluz.
 8. Pérez V. (2013). *“Estudio preliminar sobre la viabilidad de la implementación de medidores inteligentes de energía en los estratos 1, 2 y 3 de Cali”*. (Tesis de grado). Universidad del Valle, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Santiago de Cali.
 9. Pérez R. (Junio, 2016). Viceministro de energía. Implementación de medidores inteligentes. Foro *“Sector Energía en el Perú- Una Visión de Largo Plazo”*, organizado por el Centro Nacional De Planeamiento Estratégico CEPLAN y la Universidad de Ingeniería y Tecnología UTEC, Lima.
 10. <http://www.ceplan.gob.pe/portfolio/xx-foro-del-futuro-sector-energia-en-el-peru-una-vision-de-largo-plazo/>
 11. Peña H. (2014). *“Redes Inteligentes – un Enfoque Desde EMCALI”*. Séptima Convención de Empresas Distribuidoras Eléctricas de la Corporación FONAFE.
 12. Vásquez A. (2017). «Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano». Documento de Trabajo No 38, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.
 13. Santos A. (2013). *“Análisis de la Aplicación de las TIC para el Desarrollo y Despliegue del Concepto de Smart Energy. Plan Estratégico 2020 y hoja de Ruta”*. (Documento). Universidad Carlos III de Madrid.

ANEXOS

ANEXO A
RELACIÓN DE CLIENTES DEL PROYECTO

Ítem	Código de Suministro	CLIENTE	Tension (V)	Tarifa	Datos del Medidor		
					Marca	Modelo	N° Serie
1	10020086376	MINEROS ASOCIADOS, SAN IGNACIO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003066
2	10020066783	TITAN CONTRATISTAS GENERALS S.A.C.	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	3805
3	10020066620	CORPORACION MINERA ANANEA S.A.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003128
4	10020091186	EMPRESA CONTRATISTAS GENERALES CRISTO PODEROSO E.I.R.L.	23000	MT4	ELSTER	No Deter.	10483500
5	10020080246	TURPOLAMPA, PILAR	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002743
6	10020087946	GEZA MINERALES ASIS E.I.R.L	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003121
7	10020080238	RAMOS GOMEZ, GUIDO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002785
8	10020066621	CORPORACION MINERA ANANEA S.A.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50065915
9	10020068532	QUISPE QUISPE, BECKET VERONICA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002771
10	10020066695	EMPRESA MINERA G. CASTRO E.I.R.L.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002840
11	10020089283	EMPRESAMINERAMILUSKAS.A.C.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003111
12	10020088947	VALDIVIA HANCCO, JOSE	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003120
13	10020066543	COMPANIA AUROMINA S.R.L.	23000	MT3	ELSTER	A1800	2794996
14	10020066712	EMPRESA MINERA MANTO DE ORO S.R.L.	23000	MT3	ELSTER	No Deter.	5189051
15	10020089279	LOPEZ TITO, ALAIN	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003104
16	10020066791	EMPRESA MINERA O.L.V. S.A.C.	23000	MT4	ELSTER	A1RL+	6989701
17	10020089284	CECOMIP LTDA	23000	MT3	ACTARIS	ACE5000	50003130
18	10020080243	MINERA ASIS E.I.R.L	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002728
19	10020081393	QUISPE MAMANI, JOSE BRAULIO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002833
20	10020080240	OCHOCHOQUE LAURA, JUAN	23000	MT2	ACTARIS	SL-1637	50002755
21	10020066779	EMPRESA REPRESENTACIONES MINORCO	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	6221255
22	10020076389	QUISPE MAMANI, HUGO EUSEBIO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002964

23	100200666542	CENZANO CONTRATISTAS S.R.L TDA.	23000	MT3	ABB	No Deter.	2335251
24	10020084409	CIAMINERA SEMCORR&A S.A.C.	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002866
25	100200666626	EMPRESA MINERA LEAL S.R.LTDA.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002772
26	10020079036	PALOMINO CCORI, NANCY	380	BT4	ACTARIS	SL-1637	50015158
27	100200666803	CAPA CONTRATISTAS E.I.R.L.	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	6989732
28	10020066717	LUCANA CONDORI JUAN	23000	MT3	ELSTER	No Deter.	5143900
29	100200666694	APAZA RODRIGUEZ, MAURICIO	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50015074
30	10020069035	MAMANI QUISPE VDA DE CHURA, ROSA ELVIRA	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002968
31	10020084411	SAGITARIO LUNAR DE ORO S.A.C.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003022
32	10020081425	ROMAN MAMANI, FRANCISCA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003084
33	10020066787	MINERA SAN FELIPE E.I.R.LTDA	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	6989731
34	10020080241	TOQUE QUISPE, NIEVES MARIA	23000	MT3	ACTARIS	SL-1637	50002745
35	10020066816	MAMANI OCHOCHOQUE YANET VERONICA	23000	MT3	DESCONOCIDO	No Deter.	7209011
36	10020066761	EMPRESA MINERA NUEVO HORIZONTE EIRL	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003134
37	10020066715	CALCINA YANAPA FAUSTO	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002841
38	10020085947	HUARACALLO CONDORI, SEBASTIAN HIPOLITO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002872
39	10020081424	KORIPACHA E.I.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003070
40	10020087945	C.P. LA RINCONADA, CENTRAL RITTI KUCHO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003133
41	10020066645	FLORES CONDORI, ALEJANDRO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50115114
42	10020066652	JHONY Y. VALDIVIA CHIPANA	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002776
43	10010078895	EMPRESA MINERA CASCABEL DE ORO E.I.R.L.	23000	MT4	ELSTER	A1RL+	6241234
44	100200666544	MINERA JHS E HIJOS S.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE5000	3658

45	10010086150	PERALTA TICONA, NATALIA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50015065
46	10020081419	EMPRESA MINERA VENUS & VENUS S.A.C	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002843
47	10020088916	HUAHUAMULLO APAZA, CLEMENTE	23000	MT4	ACTARIS	ACE5000	50003132
48	10020079183	CONTRATISTAS GENERALES MAQUIPA E.I.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50015041
49	100200666790	CHAMBIQUISPE, PABLO ERNAN	23000	MT3	DESCONOCIDO	No Deter.	7208886
50	10020079607	EMPRESA MINERA GINA S.A.C.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50015104
51	100200666748	ASOCIACION MOLINERA KORIMOLINOS	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	5659836
52	100200666576	SUCASAIRE SUCASAIRE, NESTOR PORFIRIO	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	3867
53	10020078605	EMPRESA MINERA TOQUE C E.I.R.L.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50015017
54	10020086634	HUMPIRI PAYE, DARIO RAFAEL	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002909
55	100200666750	URRUTIA APAZA ELEUTERIO	23000	MT3	ACTARIS	SL-1637	50002697
56	100200666711	MINERA MENDOZA SURCOE I.R. LTDA.	23000	MT4	ELSTER	No Deter.	5188974
57	100200666696	QUISPE PARI, RUBEN HUBERLANDO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002791
58	10020080239	ANTAHUILA CONTRATISTA E.I.R.L.	23000	MT2	ACTARIS	SL-1637	50002795
59	100200666784	MAMANIMAYTA MAURO	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	5873388
60	10020081860	MAYTA CONDORI, GUILLERMO	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002886
61	100200666678	EMPRESA MINERA DHUC E.I.R.L.	23000	MT3	ELSTER	A1800	2795022
62	100200666781	CONSTRUCTORA Y MINERIA MARSANTOS E.I.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002889
63	10020081422	EMP. MINERA MAR E.I.R.L.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003069
64	100200666651	EMPRESA MINERA FAIJO	23000	MT2	ACTARIS	ACE6000	50002963
65	10020081374	DIAZ DE CONDORI, EVANGELINA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	500015091
66	10020080242	EMPRESA MINERA OLVEA Q. E.I.R.L. CERRO LUNAR	23000	MT3	ACTARIS	SL-1637	50002805

67	10020078603	CALLO LUQUE, EDGAR DAVID	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50015016
68	10020087947	MAMANI MOROCCO, CIRILA ALEJANDRINA	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002883
69	10020078610	PHOCCO TICONA, JUAN	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50015007
70	10020066565	MINERALCON Y SERVICIO S.E.I.R.	23000	MT2	DESCONOCIDO	No Deter.	3833
71	10010056556	CHURA LUQUE JAVIER	10600	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002934
72	10010065964	CARITA CENTENO, ROLANDO	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50115141
73	10010041946	QUISPE MAMANI, HUGO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002770
74	10020086632	MINERA NUEVO HORIZONTE II GRH,	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002919
75	10020066661	CHIPANA APAZA JOSE	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002727
76	10010048729	MAMANI SANCHO, ABELARDO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002789
77	10020066724	ROMICON PERU E.I.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003097
78	10020081356	MINERA SILLUSTANI S.A.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002825
79	10020066667	COMING SANTIBAA'EZ E.I.R.L.	23000	MT2	ACTARIS	ACE6000	50002669
80	10020066786	OCHOA LUCANA, HONORATO	23000	MT2	ACTARIS	ACE6000	50015087
81	10020066548	PEDRO F. VILCA NUNEZ	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003004
82	10020066733	MINERA EULO PUNO E.I.R.LTDA.	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	5573325
83	10020066782	MAMANI CCASO MAURO	23000	MT3	ELSTER	No Deter.	5749447
84	10020081541	VILCA GONZALES, HUGO	23000	MT3	ACTARIS	SL-1637	50003091
85	10020066728	CHOQUE ALEJO, LEONCIO FABIO	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	5573324
86	10020088538	EMPRESA MINERAC. RAMOS & ASOCIADOS S.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003103
87	10010048823	MINERA MANECY S.A.C.	23000	MT3	ELSTER	A1RL+	15502488
88	10020066725	MAMANI QUISPE HUGO	23000	MT3	ELSTER	No Deter.	5006211
89	10020066778	EMPRESA MINERA TERMALES E.I.R.L.	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	6989700
90	10020066699	MINERA G & Z E.I.R.L.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50015078
91	10020066801	SALAS VILCA GENARO	23000	MT3	DESCONOCIDO	No Deter.	7208858
92	10010071939	QUISPE CONDORI, DAVID CARLOS	380	BT4	ITRON	ACE3000- T260	50115307
93	10020081848	DIAZ QUISPE, JUDI	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002882

94	10020076390	EMPRESA MINERA LEAL S.R.LTDA.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002974
95	10020066745	CERDAN HANCCO RUFINO	23000	MT2	ACTARIS	ACE6000	50002881
96	10020066677	EMPRESA MINERA OLVEA Q. E.I.R.L.	23000	MT2	ACTARIS	ACE6000	7861617
97	10020066553	EMPRESA MINERA GINA S.A.C.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50065860
98	10020078604	MINERA H & FPUNO S.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002969
99	10010042165	SAAVEDRA LUQUE, VALENTIN	380	BT4	ACTARIS	ACE6000	50003087
100	10020066726	SURCO RAMOS, VIDAL	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002994
101	10020066660	AYAMAMANI QUISPE, MARIO	23000	MT3	DESCONOCIDO	No Deter.	3919
102	10010057613	MAMANI MAQUE, SHIRLEY	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002932
103	10020066701	J.S.INGENIEROSS.R.L.	23000	MT3	ELSTER	No Deter.	5006200
104	10020086757	PEVOEX S.R.L.	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002704
105	10010064960	TORRES TURPO, FLAVIO	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50115149
106	10020066698	MAMANI CCUNO OCTAVIO	23000	MT4	ELSTER	No Deter.	4915327
107	10020066644	INMICONS GOLD STAR ROCK DRILL S.A.C.	380	BT3	ACTARIS	ACE6000	50002793
108	10020066727	MACHACA MAMANI, JUAN PASTOR	23000	MT4	ELSTER	No Deter.	2789675
109	10020078611	QUILLA VILCAPAZA, PEDRO SERAFIN	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50015003
110	10020081083	REPRESENTACIONES Y SERVICIOS GENERALES EL MANTO S.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003038
111	10010052911	MINERA BLANCO ASOCIADOS SRL	13000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003013
112	10020086755	CALSINA MAMANI, VICTOR JUAN	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002677
113	10010042172	PACURI GARCIA, LUISA DEMETRIA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002976
114	10020066756	EMPRESA MINERA ALSAMINS.A.C.	23000	MT4	ELSTER	A1RL+	5659735
115	10020089281	LOPEZ DIAZ, TEOBALDO	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003131
116	10020084418	OPERACIONES MULTIPLES RUMIJ S.R.L.	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002896
117	10020066560	TURPO GONZA EUSTAQUIO ROY	380	BT5A	DESCONOCIDO	No Deter.	6820
118	10020075758	ASOC. COMER.BELLA DURMIENTE CMTE ELECT. ,	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002844

119	10020066682	MINERA BAMA E.I.R.L.	23000	MT3	DESCONOCIDO	No Deter.	3937
120	10020084876	TORRES QUISPE, OSCAR RAUL	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002874
121	10020066666	CECOMSAP LTDA	23000	MT2	ACTARIS	ACE6000	50002867
122	10020084410	JOVE HUANCA, OCTAVIO	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50003135
123	10010070166	SACACA GONZALES, EDWIN	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50115195
124	10020066546	CALCINA LAURA JUAN LEON	380	BT4	ACTARIS	ACE6000	50003067
125	10020081417	LOPEZ CALLO, LUCIA GRACIELA	380	BT5A	ACTARIS	ACE6000	50015188
126	10020066720	CCACHA SAIRE HERGILIO	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	3928
127	10020087036	CECOMIRLLTDA.	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50002687
128	10020066817	AMERICA MOVIL PERU SAC	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50014987
129	10020066738	COOPERATIVA MINERA SANTIAGO DE ANANEA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	6761
130	10020066683	VILCAPAZA LAURA SUSANA	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002682
131	10020066632	MOLINOS SAN FRANCISCO	380	BT4	DESCONOCIDO	No Deter.	6810
132	10020066578	VICENTINA QUISPE VILCA	380	BT4	ITRON	ACE3000-T260	50115292
133	10020071995	TELEFONICA DEL PERU SAA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002839
134	10020078609	APAZA CAHUAPAZA, JULIAN Y JUANA	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50014984
135	10020081418	RUELAS YANQUI, EDGAR	380	BT5A	ACTARIS	ACE6000	50015127
136	10020066597	EULOGIO GALLEGOS QUISPE	380	BT4	ACTARIS	ACE6000	50015141
137	10020078608	EMPRESA DE SERVICIOS MULTIPLES J.B. E.I.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50014997
138	10020066590	SEGUNDO CONDORI PUMA	380	BT4	ACTARIS	ACE6000	50000003
139	10020066777	QUEA LIPA TORIBIO	380	BT3	DESCONOCIDO	No Deter.	6817
140	10020066775	AMERICA MOVIL PERU S.A.C	23000	MT4	DESCONOCIDO	No Deter.	1098946
141	10010042982	MAQUINARIAS KIKE E.I.R.L.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002802

142	10020072689	MICHELL Y CIA S.A.	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003075
143	10020066478	TELEFONICA DEL PERU S.A.A.	23000	MT4	ABB	No Deter.	1883923
144	10020081369	AMERICA MOVIL PERU S.A.C.	23000	MT3	ACTARIS	SL-1637	50002733
145	10020086754	LIPA MAMANI, VALERIANA	10600	MT4	ACTARIS	SL-1637	50015130
146	10020066643	EUSEBIO HUANCA MAMANI	380	BT4	DESCONOCIDO	No Deter.	6759
147	10010082227	VALERIANO VALERIANO, ARMANDO	23000	MT3	ELSTER	A1800	2799522
148	10010054645	COOPERATIVA MINERA LIMATA LIMITADA	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50003023
149	10020088400	AMERICA MOVIL PERU S.A.C.	10600	MT4	ACTARIS	ACE6000	50003101
150	10020066598	SANTOS C. VILCA CANCAPA	380	BT4	DESCONOCIDO	No Deter.	6831
151	10010054916	EQUIPAZA CASTRO, VICTOR	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002740
152	12200004229	MAMANI QUISPE SIMON	380	BT4	ELSTER	No Deter.	3379488
153	10020084412	FLORES JAVIER, ZENOBIO	23000	MT4	ACTARIS	SL-1637	50003138
154	10020066718	TURPO PACHA JAVIER	380	BT4	ELSTER	No Deter.	1156878
155	10020066700	MINERA BLANCO ASOCIADOS SRL	23000	MT4	ACTARIS	ACE6000	50002983
156	10020066706	CHURA LUQUE JAVIER	23000	MT3	ACTARIS	ACE6000	50002725
157	10020066547	COMING SANTIBAÑEZ E.I.R.L.	380	BT4	DESCONOCIDO	No Deter.	3957

ANEXO B

REGISTRO FOTOGRAFICO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES



Fig A.1

Cliente	MINEROS ASOCIADOS, SAN IGNACIO
Suministro	10020086376
Conexión	Indirecta



Fig A.2

Cliente	EMPRESA CONTRATISTAS GENERALES CRISTO PODEROSO E.I.R.L.
Suministro	10020091186
Conexión	Indirecta

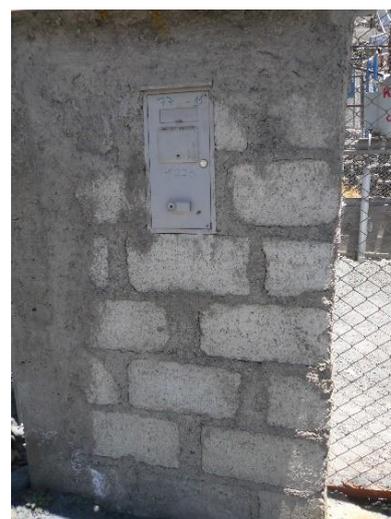


Fig A.3

Cliente	TURPOLAMPA, PILAR
Suministro	10020080246
Conexión	Indirecta

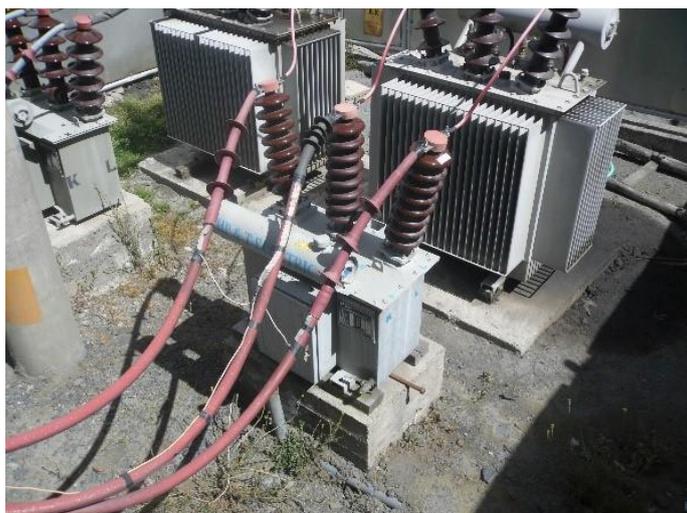


Fig A.4

Cliente	RAMOS GOMEZ, GUIDO
Suministro	10020080238
Conexión	Indirecta



Fig A.5

Cliente	QUISPE QUISPE, BECKET VERONICA
Suministro	10020068532
Conexión	Semi-directa

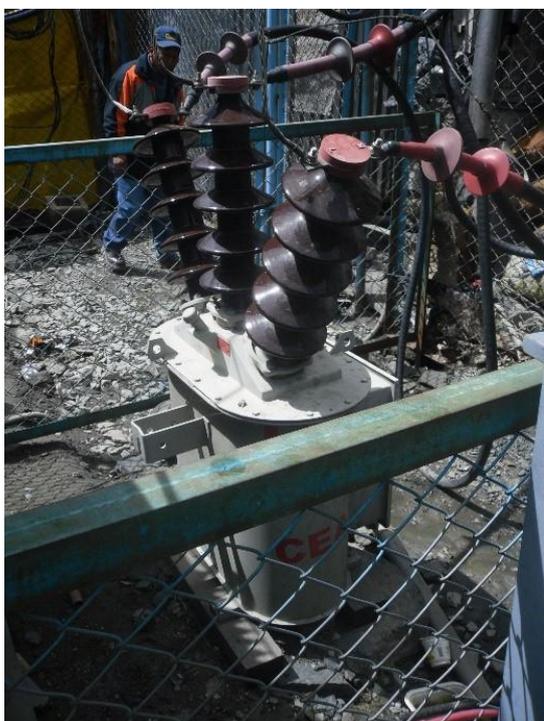


Fig A.6

Cliente	EMPRESA MINERA MILUSKA S.A.C.
Suministro	10020089283
Conexión	Indirecta



Fig A.7

Cliente	COMPANIA AUROMINA S.R.L.
Suministro	10020066543
Conexión	Semi-directa

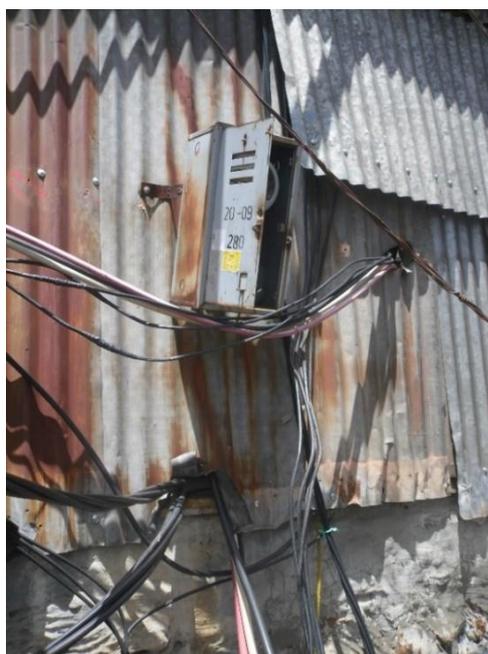


Fig A.8

Cliente	EMPRESA MINERA MANTO DE ORO S.R.L.
Suministro	10020066712
Conexión	Semi-directa

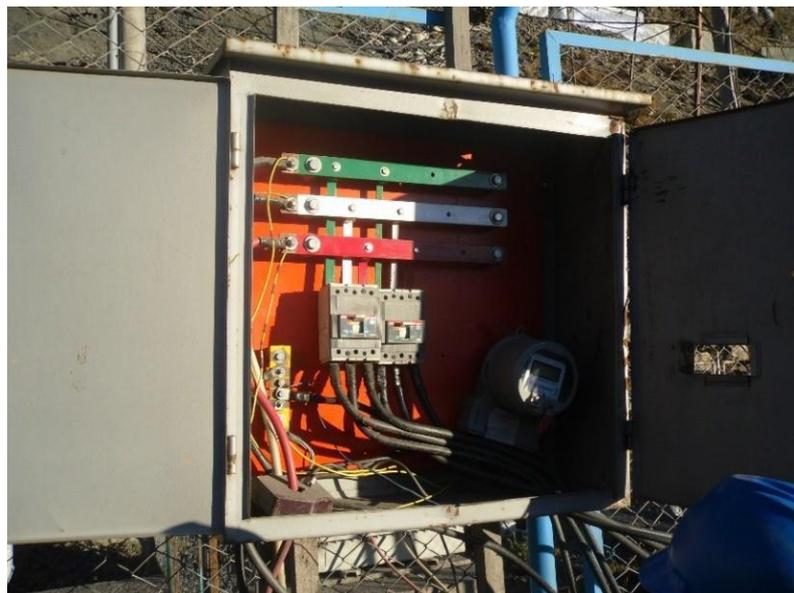


Fig A.9

Cliente	EMPRESA MINERA O.L.V. S.A.C.
Suministro	10020066791
Conexión	Semi-directa



Fig A.10

Cliente	EMPRESA REPRESENTACIONES MINORCO
Suministro	10020066779
Conexión	Semi-directa



Fig A.11

Cliente	EMPRESA MINERAL LEAL S.R.LTDA.
Suministro	10020066626
Conexión	Semi-directa



Fig A.12

Cliente	HUARACALLO CONDORI, SEBASTIAN HIPOLITO
Suministro	10020085947
Conexión	Indirecta



Fig A.13

Cliente	KORIPACHA E.I.R.L.
Suministro	10020081424
Conexión	Indirecta



Fig A.14

Cliente	C.P. LA RINCONADA, CENTRAL RITTI KUCHO
Suministro	10020087945
Conexión	Indirecta



Fig A.15

Cliente	MINERA JHS E HIJOS S.R.L.
Suministro	10020066544
Conexión	Semi-directa



Fig A.16

Cliente	ANTAHUILA CONTRATISTA E.I.R.L.
Suministro	10020080239
Conexión	Semi-directa



Fig A.17

Cliente	CONSTRUCTORA Y MINERIA MARSANTOS E.I.R.L.
Suministro	10020066781
Conexión	Semi-directa



Fig A.18

Cliente	MAMANI SANCHO, ABELARDO
Suministro	10010048729
Conexión	Indirecta

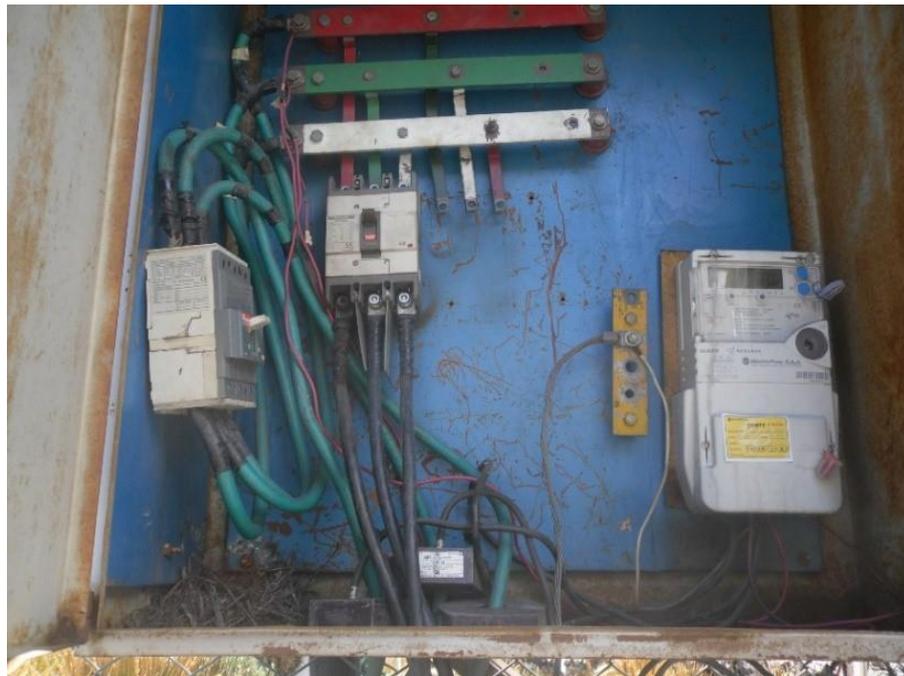


Fig A.19

Cliente	CERDAN HANCCO RUFINO
Suministro	10020066745
Conexión	Semi-directa



Fig A.20

Cliente	PEVOEX S.R.L.
Suministro	10020086757
Conexión	Indirecta



Fig A.21

Cliente	PACURI GARCIA, LUISA DEMETRIA
Suministro	10010042172
Conexión	Indirecta



Fig A.22

Cliente	OPERACIONES MULTIPLES RUMIJ S.R.L.
Suministro	10020084418
Conexión	Indirecta

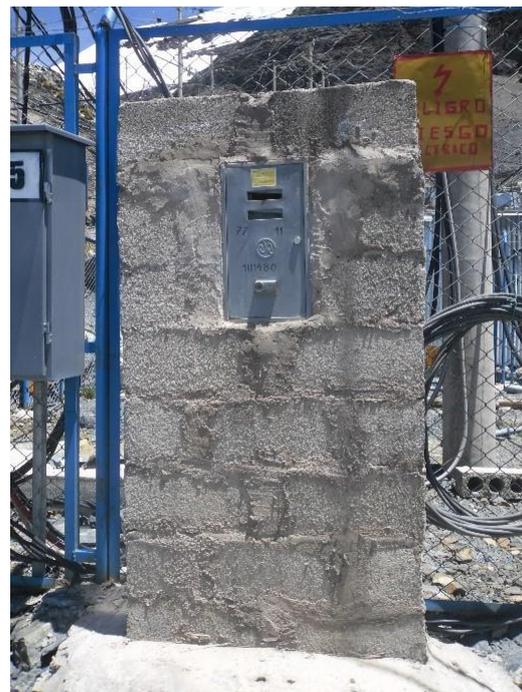


Fig A.23

Cliente	SACACA GONZALES, EDWIN
Suministro	10010070166
Conexión	Indirecta

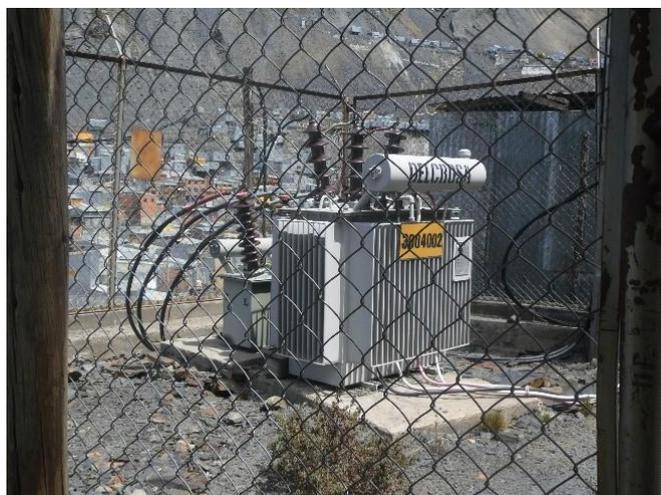


Fig A.24

Cliente	CECOMIRLLTDA.
Suministro	10020087036
Conexión	Indirecta

ANEXO C

COTIZACIÓN DE PROVEEDORES



Lima, 12 de Febrero del 2016

Cotización N° CP-399-2015

Señores:

ARCADIA INGENIEROS ASOCIADOS S.A.

Presente.-

Atención : Ing. Percy Palacín
 Asunto : SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICION DE CLIENTES MAYORES EN EL SERVICIO ELECTRICO ANANEA

De nuestra consideración:

Con un cordial saludo agradecemos su solicitud de cotización, y a continuación presentamos nuestra mejor oferta por el SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICION DE CLIENTES MAYORES EN EL SERVICIO ELECTRICO ANANEA.

1. PROPUESTA TÉCNICA – ECONÓMICA

Ítem	Descripción	Cant	TOTAL (No Incluye IGV) USD\$
1	SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICION DE CLIENTES MAYORES EN EL SERVICIO ELECTRICO ANANEA	1 (global)	973,254.93

2. CONDICIONES COMERCIALES**2.1. PRECIOS**

Están expresados en Dólares Americanos (USD\$), para entrega en lugar de obra del cliente. Los precios no incluyen el Impuesto General a las Ventas (I.G.V.) del 18%.

2.2. FORMA DE PAGO Y CONDICIONES COMERCIALES

Según los términos de referencia:

- 30% por concepto de adelanto, el mismo que se realizará a la firma del presente contrato contra presentación de la Carta Fianza por el mismo importe y factura correspondiente.
- 40% luego de la entrega de los suministros.
- 30% de acuerdo al avance en la ejecución de los trabajos contratados.

2.3. PLAZO DE ENTREGA

Será de 270 días calendario, contados a partir de la fecha del recibo de su orden de compra técnica y comercialmente clara y/o perfeccionamiento del contrato según sea el caso.

Av. Benavides N° 1850 Of. 301-302
 Miraflores - Lima, Perú
 Telefonos : (511)445-1862
 : (511)445-2115
 Fax : (511)445-7660 Anexo 102
 E-mail : admin@procetradi.com
 Url : www.procetradi.com

/r4.Dcc.. 1

Transmitimos Tecnología.

2.4. SITIO DE ENTREGA

Lugar de obra del cliente.

2.5. VALIDEZ DE LA OFERTA

La presente oferta tiene una validez de TREINTA (30) días contados a partir de la fecha de presentación de la misma.

2.6. GARANTIA DE CALIDAD PROCETRADI

Los equipos que PROCETRADI se compromete a suministrar, probar y vender serán nuevos y de primera calidad, de acuerdo a las especificaciones pactadas, no solamente por las materias primas empleadas en su elaboración, sino también por la técnica y la mano de obra y serán aptos para resistir las condiciones ambientales normales en los sitios de instalación. En consecuencia, PROCETRADI se obliga a reemplazar a sus expensas aquellos equipos, materiales o partes que resultaren de mala calidad o con defectos de fabricación, durante un plazo de 12 meses, contados a partir de la fecha de entrega pactada.

Cualquier consulta por favor comuníquese a los teléfonos 4451862 1 4452115 1 4457660 1996377239 o e-mail jrosales@procetradi.com .

Atenta mente,

Jorge Rosales C.
Gerente Comercial
PROCETRADI S.A.C.
RUC: 20349027985

Av. Benavides NO 1850 Of. 30 1-302
Miraflores -Lima, Perú
Telefonos (511)445-1862
: 1511)445-2115



3. DETALLE DE COSTOS

h. SUMINISTROS

IA SUMINISTRO DE LA ESTACIÓN MAESTRA (CENTRO DE CONTROL)

Item	Descripción	Cantidad	Unidad
1	Licencia Master Station TWACS - hasta 10,000 pt..ntos	1	U
2	Acuerdo de soporte de software Master Station TWACS oor un 01) año	1	U
3	Señidor TWACS	1	Gib
4	Estación Operación	1	U
5	Monitor para estación de operación +teclado y mouse	1	U
6	Switch de comunicaciones	1	U
7	Cableado Ethernet de alimentación y accesorios necesarios para el correcto funcionamiento del sistema	1	U
8	Gabinete, incluye termotasto, cables y accesorios	1	U

IsuBTOTAL SUMINISTRO DE LA ESTACIÓN MAESTRA(CENTRO DE CONTROL)- USO\$ 164,350.s61

Is. SUMINISTRO EN SUBESTACION DE POTENCIA(SCE)

Item	Descr1pción	Cantidad	Unidad
1	Unidad de Control y Recepcion CRU	1	U
2	Unidad de Modulacion de Salida OMU	1	U
3	TransfOrmador de Modulaci3n MTU	1	U
4	Unidad de Recepcion de Señal IPU	5	U
5	Cableado y accesorios para conexonado	1	Gib

IsuBTOTAL EN SUBESTACION DE POTENCIA(SCE)- USO\$ 89,222.041

Is. SUMINISTRO DE MEDIDORES

Item	Descripción	Cantidad	Unidad
1	Medidor Trifasico marca ELSTER modelo A3	157	U
2	TransfOrmador de Tension	157	U
3	ca-a oortamedidor	157	U
4	Murete de medidor	157	U
5	Cableado y accesorios para conexonado	157	U

IsuBTOTAL DE SUMINISTRO DE MEDIDORES- USO\$ 446,325.881

Io. SUMINISTRO DE ACCESORIOS PARA PRUEBAS Y REPUESTOS

Item	Descripción	Cantidad	Unidad
1	Adaptador de interface serial PC-Medidor	1	U
2	Unidad Portatil de Prueba PRU + Sotware de Prueba (MS	1	U
3	Kit de repuestos de SCE (para CRU y OMU	1	U

IsuBTOTAL DE ACCESORIOS PARA PRUEBAS Y REPUESTOS- USO\$ 33,706.561

Av . Benavides NO 1850 Of . 301-302
 Miraflores - Lima, Perú
 Telefonos : (5 11)445-1862
 : (5 11)445-2 115

IP4DcL I

Transmitimos Tecnología.

In. SERVICIOS

Item	Descripcion	Cantidad	Unidad
1	Memoria Descriptiva	1.00	Gbl
2	Ingeniería Básica	1.00	Gbl
3	Ingeniería de Detalle	1.00	Gbl
4	Servicio de Carqa y Configuración del Sistema TINACS	1.00	Gbl
5	Pruebas de Funcionamiento del Sistema TINACS, incluye protocolos y pruebas preliminares	1.00	Gbl
6	Capacitación del Sistema, incluye materiales	1.00	Gbl

TOTAL SERVICIOS DE INGENIERÍA, CONFIGURACIÓN, PRUEBAS y CAPACITACIÓN- USO\$ 48,977.121

1111. SERVICIOS DE MONTAJE, MOVILIZACIÓN Y TRANSPORTE

MONTAJE CENTRO DE CONTROL TWACS

Item	Descripcion	Cantidad	Unidad
1	Montaje de equipo en Gabinete+ montaje gabinete en sitio	1.00	Glb.
2	MOI.41izacion, Desm01.ilizacion, Transporte, Alojamiento y Viaticos del personal	1.00	Glb
3	Transporte de Suministros	1.00	Glb

isUBTOTAL DE MONTAJE, MOVILIZACIÓN Y TRANSPORTE- CENTRO DE CONTROL \$13,193.71

MONTAJE MEDIDORES

Item	Descripcion	Cantidad	Unidad
1	Montaje de medidores, transformadores, muretes, cajas portamedidor	157.00	Unidad
2	M01.41izacion, Desm01.ilizacion, Transporte, Alojamiento y Viaticos del personal	1.00	Glb
3	Transporte de Suministros	1.00	Glb

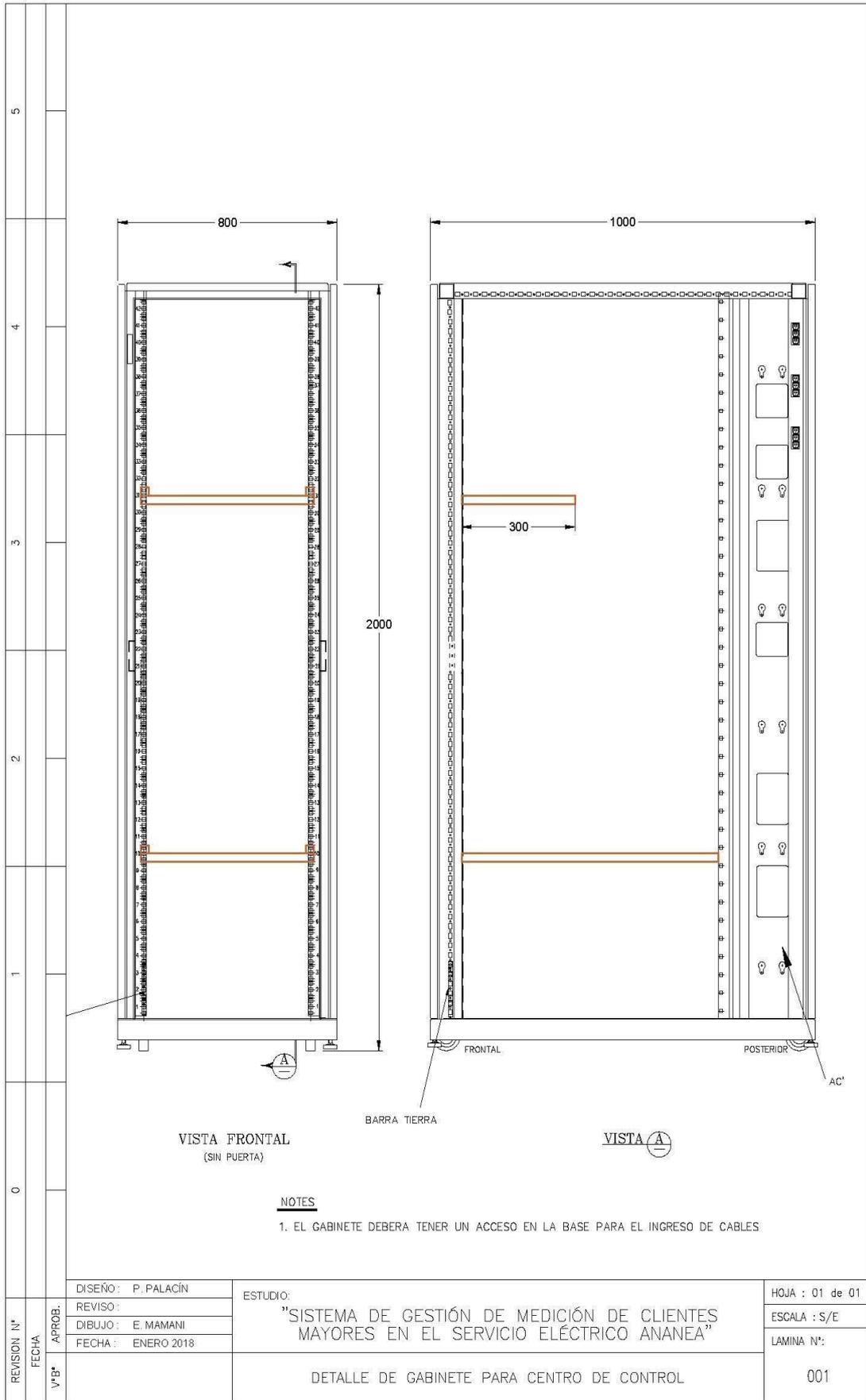
isUBTOTAL DE MONTAJE, MOVILIZACIÓN Y TRANSPORTE- MEDIDORES (USO\$) \$103,327.89

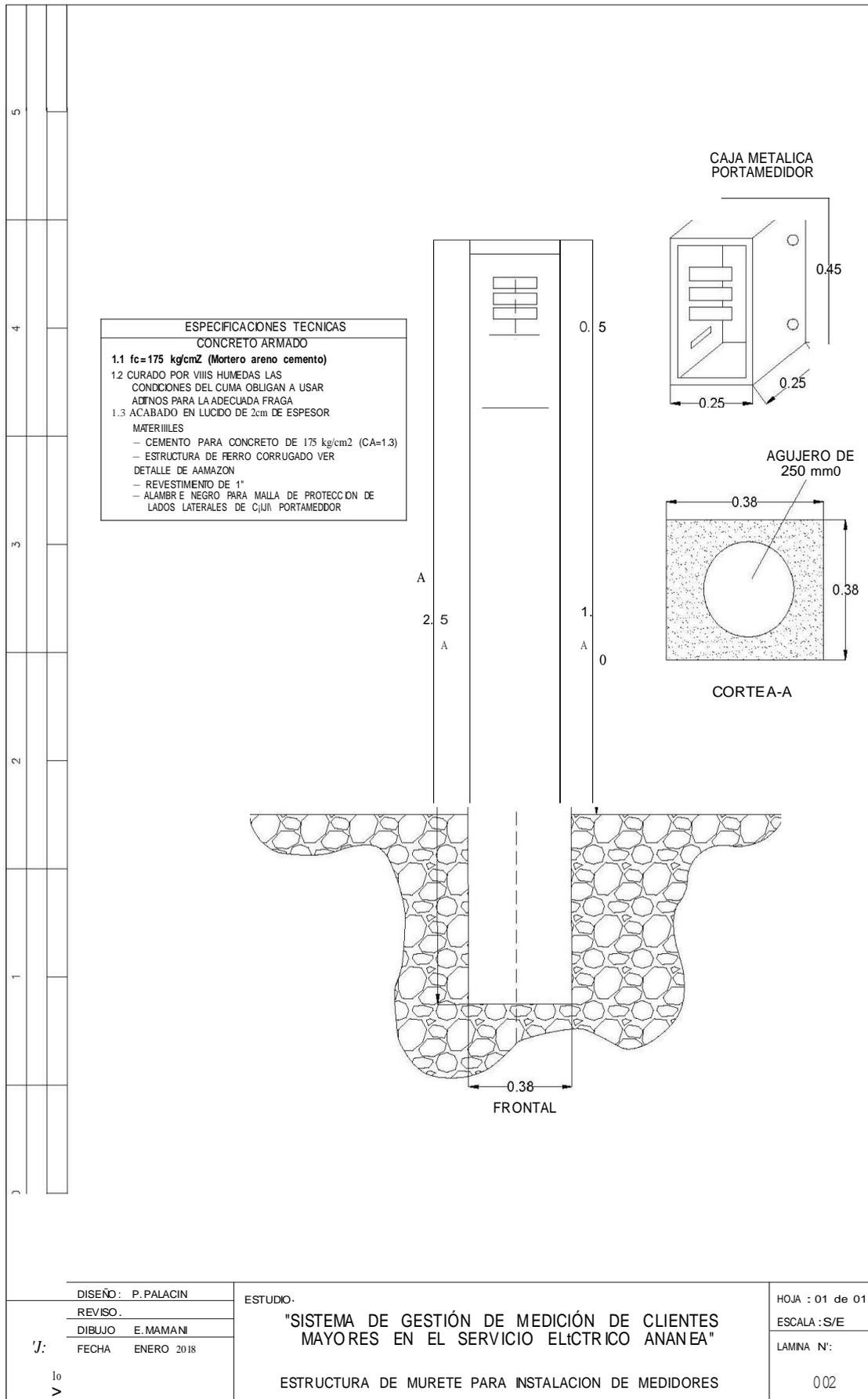
MONTAJE SET ANANEA

Item	Descripcion	Cantidad	Unidad
1	nstalación de equipamiento y componentes en SET	1.00	Unidad
2	Obra cív41 para fijacion de MTU y componentes principales	1.00	Unidad
3	nstalación y cableado de comunicaciones	1.00	Unidad
4	M01.41izacion, Desmo41izacion, Transporte, Alojamiento y Viaticos del personal	1.00	Glb
5	Transporte de Suministros	1.00	Glb

isUBTOTAL DE MONTAJE, MOVILIZACIÓN Y TRANSPORTE- SET ANANEA(USD\$) \$74,150.77

Av. Benavides NO 1850 Of. 301-302
 Miraflores - Lima, Perú
 Telefonos (511)445- 1862
 (511)445-2115
 Fax (511)445-7660 Anexo 102
 E-mail adrnin@procetradi.com
 Url www.procetradi.com





ANEXO E

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO														
Item	Año de Operación	Ingresos del proyecto								Egresos del proyecto			FLUJO NETO DE EFECTIVO	
		Costo de toma de lecturas	Costo de gestión de corte y reconexión	Costo de energía fuera de servicio	Costo del grupo de trabajo de construcción	Costo de plan de mantenimiento de medidores	Costo de recuperación de energía por pérdida no técnicas	Valoración del impacto positivo	Total de Ingresos	Costo de la inversión inicial	Total de Egresos			
0	2018											3,163,078.52	3,163,078.52	-3,163,078.52
1	2019	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
2	2020	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
3	2021	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
4	2022	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
5	2023	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
6	2024	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
7	2025	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
8	2026	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
9	2027	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
10	2028	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
11	2029	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
12	2030	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
13	2031	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
14	2032	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31
15	2033	19,612.44	605.88	250,988.78	8,554.56	65,097.62	35,183.25	31,630.79	411,673.31			0.00	411,673.31	411,673.31

tabla : Cálculo del Flujo de Efectivo Anual.

Cálculo del VAN, TIR, Relación Beneficio/Costo y Periodo de Recuperación						
Año de Operación	Total de Ingresos	Total de Egresos del Proyecto	Flujonetode efectivo	Saldo	VAN de los Ingresos \$	
0	0.00	3,163,078.52	-3,163,078.52	-3,163,078.52	3,523,708.95	
1	411,673.31	0.00	411,673.31	-2,751,405.21	VAN de los Egresos \$	
2	411,673.31	0.00	411,673.31	-2,339,731.90	3,163,078.52	
3	411,673.31	0.00	411,673.31	-1,928,058.58	Relación B/C	
4	411,673.31	0.00	411,673.31	-1,516,385.27	1.11	
5	411,673.31	0.00	411,673.31	-1,104,711.96	VAN\$	
6	411,673.31	0.00	411,673.31	-693,038.64	360,630.43 Ise acepta	
7	411,673.31	0.00	411,673.31	-281,365.33	TIR	
8	411,673.31	0.00	411,673.31	130,307.98	9.82% Ise acepta	
9	411,673.31	0.00	411,673.31	541,981.30	Periodo de Recuperación	
10	411,673.31	0.00	411,673.31	953,654.61	10 Años	
11	411,673.31	0.00	411,673.31	1,365,327.92		
12	411,673.31	0.00	411,673.31	1,777,001.24		
13	411,673.31	0.00	411,673.31	2,188,674.55		
14	411,673.31	0.00	411,673.31	2,600,347.86		
15	411,673.31	0.00	411,673.31	3,012,021.18		
TOTA L	6,175,099.70	3,163,078.52	3,012,021.18			

• Costo Financiero del Capital 8%

Tabla: Cálculo del VAN, TIR, Relación Beneficio/Costo y Periodo de Recuperación.