



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
ESCUELA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



TESIS

**CALIDAD DE LECTURA Y REDUCCIÓN DE COSTOS, MEDIANTE EL
DESARROLLO DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN A DISTANCIA EN LA
EMPRESA ELECTRO PUNO S.A.A.**

PRESENTADA POR:

LUIS ALBERTO LANDA ANTAYHUA

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

**MAGISTER SCIENTIAE EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

**MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

PUNO, PERÚ

2021



DEDICATORIA

A mis hijos Lucho, Raúl y Priscilla, a mis padres, familiares y amistades más cercanas por todo el apoyo recibido en la realización de esta maestría, que me mantiene capacitado y competente en mis conocimientos y habilidades para el desarrollo de mi trabajo profesional.



AGRADECIMIENTOS

A los directivos de la Universidad Nacional del Altiplano Escuela de Posgrado que hicieron posible el desarrollo de la maestría, coordinado y gestionado con CARELEC y ELECTRO PUNO, a los docentes en su dedicación por mejorar nuestros conocimientos y habilidades y a mis colegas compañeros por compartir las experiencias del trabajo y el esfuerzo desplegado en el objetivo de culminar la maestría y generar las aplicaciones de lo aprendido, analizado y mejoras en nuestros trabajos.

Eternamente agradecido, además con mis familiares y amigos.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE ANEXOS	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco Teórico	4
1.1.1. Definición de energía eléctrica	4
1.1.2. Definición de generación de energía eléctrica	5
1.1.3. Definición de distribución de energía eléctrica	6
1.1.4. Definición de comercialización de la energía eléctrica	8
1.1.5. Definición de conexiones eléctricas domiciliarias	9
1.1.6. Ventajas de las comunicaciones por línea de energía eléctrica	16
1.1.7. Arquitecturas de comunicación	17
1.1.8. Modulación	17
1.1.9. Métodos de transmisión de datos	20
1.1.10. Protocolos de comunicación	20
1.1.11. OFDM Óptimo para la comunicación Bidireccional en las Redes Eléctricas Inteligentes.	21
1.1.12. Proceso de Facturación de la Energía Eléctrica	23
1.2. Antecedentes	31

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Identificación del problema	36
2.2 Enunciados del problema	36
2.3 Justificación	37
	iii



2.3.1. La investigación propuesta es una novedad	37
2.3.2. Ubicación del problema en la realidad actual	37
2.3.3. Transcendencia para la sociedad quienes se benefician con los resultados de la investigación – Revelancia social	38
2.4 Objetivos	38
2.4.1. Objetivo general	38
2.4.2. Objetivos específicos	38
2.5 Hipótesis	39
2.5.1. Hipótesis General	39
2.5.2. Hipótesis Especificas	39

CAPÍTULO III

MATERIALES Y METODOS

3.1 Lugar de Estudio	40
3.2 Población	41
3.3 Muestra	41
3.4. Método de Investigación	41
3.4.1. Descripción del proyecto	41
3.4.2. Presupuesto	43
3.4.3. Beneficio del proyecto	45
3.4.4. Estructura del sistema	47
3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos	48
3.5.1. Del objetivo de la Calidad de lectura de medición	48
3.5.1.1. Puesta en servicio del sistema de Medición Remota en Virgen de las Mercedes	48
3.5.1.2. Puesta en servicio del sistema de medición	50
3.5.2. Del objetivo de la Reducción de Costos	57
3.5.2.1. Costos de las Actividades Reguladas del Valor Agregado De Distribución VAD, Cargo Fijo, Toma de Lectura y Cortes y Reconexiones	57
3.5.2.2. Costos de la actividad de cortes y reconexiones	68
3.5.2.3. Costos asumidos por Electro Puno por el servicio de toma de lectura	68

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados de la Calidad de Lectura	70
4.1.1. Análisis de datos y resultados de campo	70



4.2. Resultados de la Reducción de Costos del Servicio en los suministros del Mercado para Electro Puno	73
4.3 Discusión	74
CONCLUSIONES	96
RECOMENDACIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	100
ANEXOS	103

Puno, 19 de noviembre de 2021

ÁREA: Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica

TEMA: Calidad de lectura y reducción de costos, mediante el desarrollo de un sistema de medición a distancia en la empresa Electro Puno S.A.A.

LÍNEA: Mecánica Eléctrica



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
1. Presupuesto de gastos del proyecto	45
2. Costos de las actividades de Lectura de Medidores y Cortes y reconexiones	45
3. Lista de empresas consultoras del VAD	59
4. Sistemas eléctricos Modelo por empresas por sectores típicos	60
5. Listado de consultor VAD por Sistema Eléctrico Modelo del INF-0432-2013- GART	61
6. Lista de supervisores VAD por Sector Típico del INF -0432-2013-GAT	61
7. Valores agregados de distribución por sectores típicos	63
8. Valores agregados de distribución por sectores típicos de la Amazonía	63
9. Cargos fijos por sectores típicos	63
10. Valores agregados de distribución por sectores típicos en dólares US \$	65
11. Cargos fijos por sectores típicos	66
12. Cargo fijo del sector típico 2 – Juliaca Puno	67
13. Costos de la actividad de toma de lectura en Juliaca Electro Puno	69
14. Reducciones de costos del servicio en los suministros del Mercado para Electro Puno	73



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
1. Transmisión de la energía eléctrica.	5
2. Ubicación de un sistema de distribución de un sistema de potencia.	6
3. Modelo de competencia Minorista	9
4. Suministro de energía de hasta 10 kV.	11
5. Línea de tiempo de los medidores eléctricos	12
6. Modulación ASK	18
7. Modulación FSK	19
8. Modulación PSK	19
9. Ami in Han	22
10. Actividades del proceso de facturación	26
11. Diagrama Unifilar del proyecto	42
12. Esquema de las conexiones	42
13. Conexión domiciliaria del Proyecto.	43
14. Presupuesto del proyecto	43
15. Foto del medidor en el mercado	51
16. Foto del medidor en el Mercado	52
17. Diagrama del Mercado con la Instalación de medidores y concentrador de datos	54
18. Fotos de la instalación de los equipos del Proyecto Virgen de las Mercedes	55
19. Foto del medidor totalizador y el concentrador en el Mercado	56
20. Instalación de concentrador en gabinete del tablero	56
21. Etapas del estudio de costos del VAD RCD N° 080-2012Fijación de Precios Regulados	59
22. Componentes del valor agregado de distribución	65
23. Vista del aplicativo del software para realizar las mediciones de los medidores y su control respectivo.	71
24. Vista del aplicativo del software para realizar las mediciones de los medidores y su control respectivo.	72
25. Vista del aplicativo del software para realizar las mediciones de los medidores y su control respectivo	72



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
1. Procedimiento de Facturación de Electro Puno S.A.A.	103
2. Ficha Técnica Medidor Monofásico Electrónico con PLC y relé TCE-MT-1000	110
3. Single-phase Electronic Energy Meter TCE-MT-1000	111
4. DTZ3699 Three Phase Smart Energy Meter Direct Connected User Manual	119
5. DTZ3699I Three Phase Smart Energy Meter CT Operated User Manual	124
6. DJGZ23 TC3000 Concentrator User Manual	130
7. Techen AMR System User Manual	137
8. Carta de Garantía de Qingdao Techen Electronic Technology Co., Ltd, a Electro Puno, por los equipos	151
9. Carta de homologación de INACAL por el equipo Medidor Monofásico de dos Hilos, modelo TCE-MT-1000, 220V, 5(60) A, 60 Hz, clase 1 con PLC. Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE-001-2016	155
10. Suplemento de la Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE - 001-2016	159

RESUMEN

En los sistemas eléctricos, se efectúan mediciones de los parámetros de energía, como tensiones, corrientes, potencia, energía, factor de potencia, con la finalidad de realizar la operación y control de todo el sistema, evitando que se produzcan las interrupciones y descontrol en el despacho como Sistema Interconectado. Específicamente en las mediciones de potencia y energía, el objetivo es conocer con exactitud los consumos de energía de cada participante del sistema Generador, Transmisor y Distribuidor, finalmente los clientes de cada Generador o Distribuidor. El interés es el registro, operación y control de los consumos de energía de los clientes finales, sean menores (comunes) y mayores, este control es el periodo del suministro de energía, la cual se efectuó con el uso de una tecnología denominada “medición a distancia”, en una primera fase en un punto denominado concentrador para luego vía un sistema de comunicaciones, trasladarlo hasta el centro de control en la oficina de la empresa de distribución eléctrica. Este proyecto fue desarrollado en un mercado de abastos de la Ciudad de Juliaca, correspondiente a la Plaza Internacional Virgen de las Mercedes Juliaca, usuario de la empresa Electro Puno S.A.A.. El objetivo general y específicos del presente trabajo, fueron cumplidos con la mejora en la calidad de lectura de medidores no hay errores en dicha actividad y los reclamos que presentan los usuarios por este motivo, son declarados infundados con el sustento del sistema y en cuanto a la reducción de costos se ha determinado el monto de S/. 498.08 en forma mensual por no realizar la lectura de medidores manualmente y la ejecución del corte del servicio directo del aplicativo.

Palabras clave: Consumo de energía, Control de los consumos de energía, Energía eléctrica, Facturación de energía eléctrica, Medidor de energía, Sistema de medición a distancia.



ABSTRACT

In electrical systems measurements of energy parameters are made such as voltages, currents, power, energy, power factor, in order to carry out the operation and control of the entire system, avoiding interruptions and uncontrols the office as an Interconnected System. Specifically, in the power and energy measurements, the objective is to know exactly the energy consumptions of each participant in the Generator Transmitter and Distributor system, finally the clients of each Generator Transmitter or Distributor. The interest is the record of operation and control of the energy consumptions of the final customers whether they are minor (common) or higher, this control is the period of the energy supply, which was carried out with the use of a technology called "measurement at a distance ", in a first phase at a point called concentrator and then through a communications system transfer it to the control center in the office of the electric distribution company. This project was developed in a market of supplies in the City of Juliaca, corresponding to the International Plaza Virgin de las Mercedes Juliaca, user of the company Electro Puno S.A.A.. The general and specific objectives of this work were fulfilled with the improvement in the quality of meter reading, there are no errors in this activity and the claims made by users for this reason are declared unfounded with the support of the system and in terms of the cost reduction has been determined the amount of S/. 498.08 on a monthly basis for not performing the meter reading manually and the execution of the direct service cut - off of the application.

Keyword: Energy consumption, Control of energy consumption, Electrical energy, Electrical energy billing, Electrical meter, Remote measurement Systems.

INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos, se efectúan mediciones de los parámetros de energía, como tensiones, corrientes, potencia, energía, factor de potencia, con la finalidad de realizar la operación y control de todo el sistema, evitando que se produzcan las interrupciones y descontrol en el despacho como Sistema Interconectado. Específicamente en las mediciones de potencia y energía, el objetivo es conocer con exactitud los consumos de energía de cada participante del sistema Generador, Transmisor y Distribuidor, finalmente los clientes de cada Generador o Distribuidor. El interés del estudio es el registro, operación y control de los consumos de energía de los clientes finales, sean menores (comunes) y mayores, este control es en todo el periodo del suministro de energía, la cual se efectuará con el uso de una tecnología denominada “medición a distancia”, en una primera fase en un punto denominado concentrador para luego vía un sistema de comunicaciones, trasladarlo hasta un centro de control en la oficina de la empresa de distribución eléctrica.

La actividad del sistema de medición es efectuada por todas las empresas entre Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras, como parte de las transferencias y comercialización de la energía eléctrica en todos los niveles y estamentos y de los Sistemas de Potencia e Interconectados a nivel mundial desde los países adelantados y en desarrollo como de Europa, Asia, América, Oceanía y África (países como Inglaterra, Francia, Alemania, Rusia, Japón, Estados Unidos, México, Argentina, Chile, Perú), se han desarrollado investigaciones y estudios de tecnologías para poder realizar mediciones de energía eléctrica que son efectuadas y transmitidas a un centro de control de operaciones y análisis, donde se revisan y se llevan a cabo las liquidaciones diaria y mensual con los balances de energía acordadas entre todos los integrantes de los sistemas eléctricos. Estas mismas mediciones se realizan a nivel de los usuarios finales (mayormente domiciliarios) que son transmitidos a los centros de control de las empresas distribuidoras, en los países más adelantados de manera automática, sin embargo, a nivel latinoamericano estas mediciones todavía son efectuadas de forma manual existiendo ya en marcha investigaciones y estudios para que sean mediciones automáticas y sobre todo existe confirmada la tecnología para poder desarrollarlo y ejecutarlo, sin embargo, por razones de tipo económico y de gestión para que sean una realidad en dichos países como en el Perú y en las regiones y provincias como de Juliaca en el presente proyecto.

Este proyecto ha sido desarrollado en el mercado de abastos de la Ciudad de Juliaca, correspondiente a la Plaza Internacional Virgen de las Mercedes Juliaca, usuario de la empresa Electro Puno S.A.A. En el presente trabajo, se muestra la ejecución de un sistema de medición remota de energía eléctrica, cuyo objetivo consiste en obtener, almacenar y transmitir la medición del consumo de energía eléctrica de cada uno de los suministros de los comerciantes del mercado de abastos de la ciudad de Juliaca de la Plaza Internacional Virgen de las Mercedes Juliaca, mediante el uso y aplicación de los medidores inteligentes instalados actualmente en la mayoría de los puestos del mercado. Se ha tomado en cuenta los procedimientos y actividades que forman parte del proceso de facturación, el que se inicia desde las lecturas del consumo de energía eléctrica de cada uno de los suministros de sus clientes, hasta la entrega y cobranza de los recibos de energía.

Como todos tenemos conocimiento esta actividad manual de realizar la medición del consumo de energía eléctrica, se realiza mediante la visita al lugar donde se encuentra instalado físicamente el medidor del suministro de energía, el operario, trabajador, lectorador o lectorista, mediante la observación de la lectura del medidor el sistema determina el valor del consumo de energía eléctrica. Con esta información y la de los demás medidores se almacena en un celular (ha reemplazado a las lectoras portátiles y al registro manual en planillones utilizados anteriormente) con el aplicativo instalado para la ejecución de esta actividad, esta información se trasladada al sistema central de la empresa y procesada en su sistema informático, donde finalmente culmina con la emisión de los recibos y dispuesto para el pago correspondiente.

Con la ejecución y aplicación de este proyecto, por parte de Electro Puno S.A.A., se ha realizado una mejora sustancial al procedimiento tradicional manual de la medición del consumo de energía eléctrica, al eliminar las actividades que realizaba el personal de esta actividad, con lo que se ha evitado realizar la lectura y el traslado al lugar donde se encuentran instalados los medidores, cada vez que era requerida esta información, inclusive los casos de consistencia y verificación adicional de la actividad realizada por las empresas distribuidoras a nivel nacional.

De las conclusiones y recomendaciones que se esbozan en este presente trabajo, se busca resolver uno de los problemas más críticos de las empresas distribuidoras, el cual es la captura de datos del registro del consumo de energía eléctrica de los medidores de los



suministros de los usuarios, lo que ha generado situaciones de conflicto social en el país como el caso del denominado “Andahuaylazo” hecho que deseamos no se repita en nuestro país o en otro lugar del mundo.

En el capítulo I, se presenta la revisión de la literatura como referencia y el marco teórico del informe, en el capítulo II se precisa el planteamiento del problema, la investigación, las preguntas y los objetivos general y específicos del informe. En el capítulo III Metodología se detallan las actividades y gestiones realizadas para la ejecución del estudio, desde la labor desarrollada por el suscrito, como de otros participantes en el mismo, seguidamente el equipamiento utilizado, el registro de datos, los análisis de datos y los procedimientos desarrollados. En el capítulo IV Resultado y Discusión se presentan los resultados y las diferencias de análisis realizados por estudios similares y sus contribuciones a los sistemas de medición. Al final las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco Teórico

1.1.1. Definición de energía eléctrica

A. Energía

La definición del concepto de energía está relacionada con otras cantidades que se usan en la electricidad como son:

B. La diferencia de potencia (o tensión en el lenguaje corriente).

Es en electricidad la cantidad de energía movilizada por los electrones para ir de un punto A a un punto B de un circuito. A la diferencia de potencial en los terminales de un generador se le llama “Tensión Nominal”, es la tensión de utilización en las condiciones de funcionamiento normal. El valor de medida es el volt (V) y se mide con un voltímetro. Se puede establecer una analogía con un tanque de agua dentro del cual se le hace una perforación a una cierta altura. La diferencia de potencial corresponderá a la altura de la caída de agua.

C. La Corriente Eléctrica, en Electricidad es la cantidad de electrones que circula por unidad de tiempo. La corriente que circula normalmente en un circuito se le llama: “Corriente Nominal”. El valor de la medida es en ampere (A) y la intensidad de la corriente eléctrica se mide con un amperímetro.

Por analogía, la corriente eléctrica corresponderá a la cantidad de agua que se escurre por la perforación durante un intervalo de tiempo.

D. La potencia.

Es el producto de la cantidad de electrones (corriente) por la energía movilizada por los electrones (tensión). El valor de medida es el watt (W).

Por analogía, la potencia corresponderá a la fuerza del agua que recorre la altura de la caída con un cierto gasto.

E. Consumo de la energía eléctrica.

Es la energía eléctrica producida o consumida durante una unidad de tiempo. Esta unidad es familiar, ya que es la base de cálculo de las facturas eléctricas domésticas, generalmente el consumo se factura como (Kw-h). Cuando una lámpara de 100 W opera durante 10 horas, se consume $1000 \text{ wh} = 1 \text{ Kw-h}$.

Por analogía, el consumo de la energía eléctrica corresponde al trabajo o la cantidad de energía que está siendo suministrada por la caída de agua durante un tiempo considerado (Harper, 2009).

1.1.2. Definición de generación de energía eléctrica

A. Planta o central eléctrica

Una planta eléctrica es un ensamble de sistemas o subsistema para generar electricidad, es decir potencia eléctrica con economía y satisfaciendo ciertos requerimientos técnicos (eficiencia, disponibilidad, etc) y de impacto ambiental. Una planta generadora de electricidad o planta eléctrica debe ser útil económicamente y desde el punto de vista ambiental amigable con la sociedad. En el libro en referencia, se tratan las llamadas formas convencionales y no convencionales de generación de energía eléctrica (Harper, 2009).



Figura 1. Transmisión de la energía eléctrica.
Fuente: Harper (2009).

1.1.3. Definición de distribución de energía eléctrica

A. Ubicación y conformación de un Sistema de Distribución

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos. Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja, pero de gran trascendencia. Nótese que es en esta parte donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de energía en todas las manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan. Para ubicar el sistema de distribución obsérvese el esquema de la Figura N° 2 Ubicación de un Sistema de Distribución en un Sistema de Potencia a su vez está conformado por:

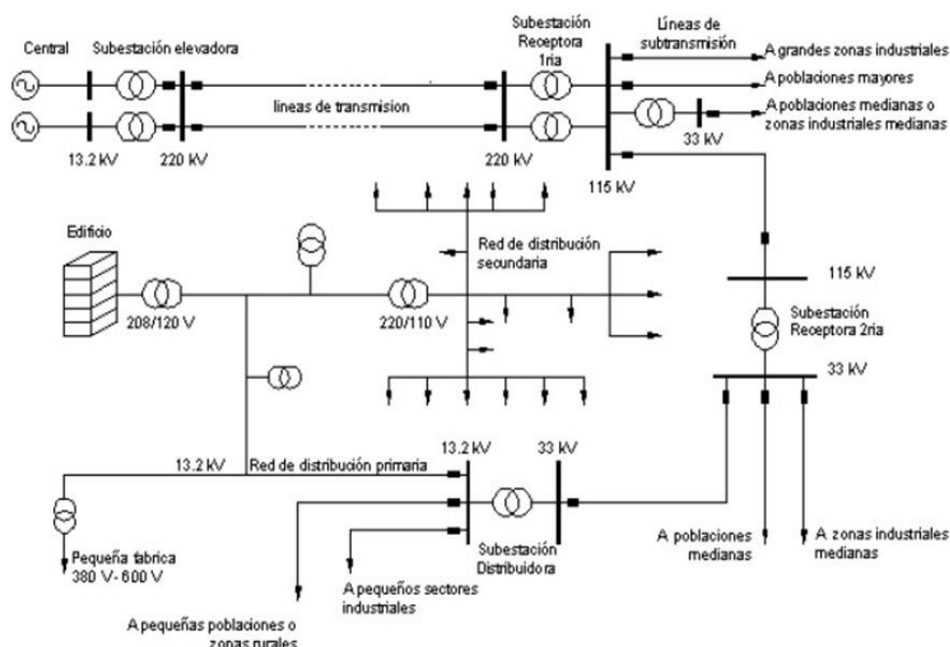


Figura 2. Ubicación de un sistema de distribución de un sistema de potencia.

- a. **Subestaciones receptoras secundarias:** donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
- b. **Circuitos primarios:** que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes como 13.2 kV, 11.4 kV, 7620 V, etc.
- c. **Transformadores de distribución:** se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
- d. **Circuito secundario:** encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes como 120/208 - 120/240 V y en general voltajes hasta 600.

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejada también en la metodología de diseño y operación empleando computadores (programas de gerencia de redes, software gráfico, etc).

- Algunos de estos factores de evolución son:
- Expansión de la carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.
- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajo específicos y normalizados.
- Programas de prevención de accidentes y programas de mantenimiento.
- Surgimiento de industrias de fabricación de equipos eléctricos.
- Grandes volúmenes de datos y planos (Ramírez 2004).

Con respecto a lo establecido por el Código Nacional de Electricidad 2011 de la RM 214- 2011 MEM DM con respecto a los niveles de tensión en el Perú se tiene, la siguiente regla.

a) Niveles de tensión

Podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas siguientes (véase la definición Nivel de Tensión):

- ✓ Baja Tensión: 380 / 220 V 440 / 220 V
- ✓ Media Tensión: 20,0 kV (*) 22,9 kV 33 kV 22,9 / 13,2 kV 33 / 19 kV
- ✓ Alta Tensión: 60 kV 138 kV 220 kV Muy Alta Tensión: 500 kV

(*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: “Tensiones normalizadas IEC”.

RECOMENDACIÓN: Para reducir situaciones de riesgo, en el radio de influencia de subestaciones contiguas, no deberá mantenerse sistemas eléctricos de diferentes características para el mismo nivel de tensión, por ejemplo, que subsistan sistemas de 380/220 V con neutro con puesta a tierra múltiple y 220 V sin neutro, esta situación sólo se mantendrá durante el tiempo requerido para su reemplazo dentro del cronograma comprometido con OSINERGMIN.

NOTA: El sistema monofásico con retorno total por tierra de la configuración en media tensión 22,9/ 13,2 kV, es una alternativa de aplicación en los proyectos de Electrificación Rural (Ley general de electrificación rural - LEY N 28749, 2007; Ley General de Electrificación Rural - Ley N 28749, 2020).

1.1.4. Definición de comercialización de la energía eléctrica

El segmento de comercialización eléctrica representa una actividad complementaria al proceso físico de generación y transporte. Su función está vinculada a la entrega de electricidad desde la generación hasta el usuario final y se divide en comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores) y minorista (con los usuarios regulados del servicio).

La actividad de comercialización, al igual que la de generación eléctrica, presenta características de ser un mercado potencialmente competitivo, lo que permitiría la entrada de una gran cantidad de operadores en el mercado. Sin embargo, es importante señalar que en el Perú la actividad de la comercialización minorista se encuentra, a la fecha, integrada al segmento de distribución eléctrica.

El segmento de comercialización incorpora al sistema mayorista la posibilidad de que los consumidores escojan a sus proveedores del servicio eléctrico (ver ilustración 1-10).

El grado de competencia en este diseño será influenciado por el menú de precios, los distintos niveles de calidad u otros servicios que ofrezcan los agentes comercializadores a los usuarios finales: regulados o no regulados (libres).

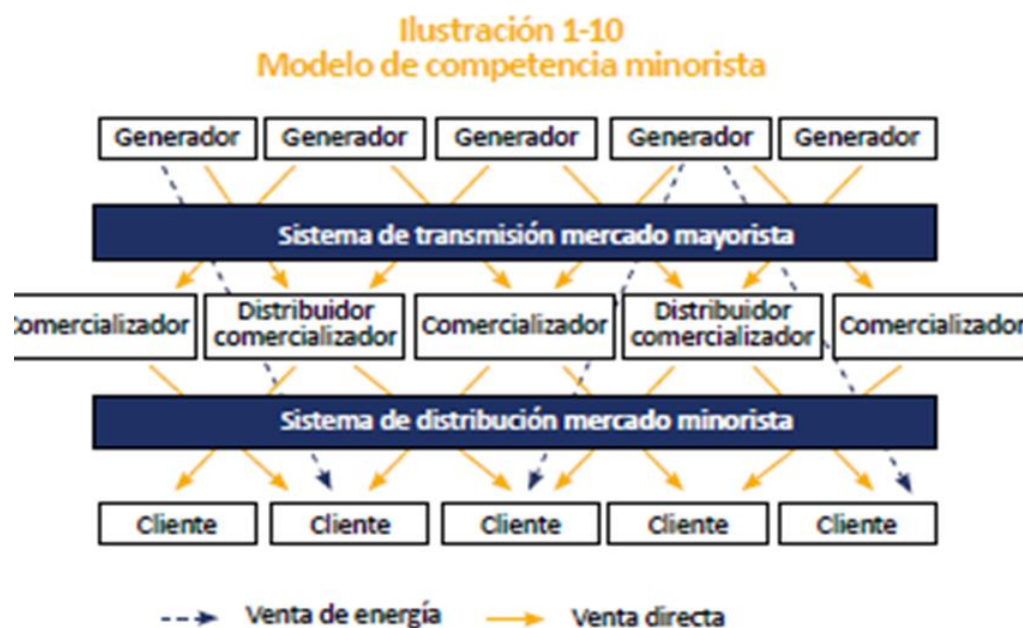


Figura 3. Modelo de competencia Minorista

Fuente: OSINERGMIN (2016).

1.1.5. Definición de conexiones eléctricas domiciliarias

A. Conexión

Conjunto de componentes e instalaciones necesarias para prestación del servicio eléctrico, y que está comprendido desde el punto de entrega hasta los bornes de

salida del contador de energía. Está compuesta principalmente, por el empalme, la acometida, la caja de protección, el sistema de protección / seccionamiento, y el sistema de medición; pudiendo ser partes de ésta las sub-acometidas y las cajas de toma de control.

RCD N° 722-2007 OS/CD “Procedimiento para la supervisión de los reintegros y recuperos de energía eléctrica en el servicio público de electricidad” (OSINERGMIN, 2016; Reglamento de la Ley de Conseciones Eléctricas - D.S. N 009-93-EM, 1993).

I TITULO PRIMERO DISPOSICIONES GENERALES 1.1. Glosario de términos y definiciones.

- **Acometida**

Parte de la conexión, comprendida por los conductores instalados desde el empalme con la red de distribución secundaria hasta los bornes de entrada del medidor de energía.

RM N° 080-78 EM/DGE NORMA N° DGE 011-CE-1

4. Definiciones 4.1 Acometida

(Norma de conexiones para suministro de energía eléctrica hasta 10 kW - R.D. 080-78-EM/DGE, 1978).

- **Alimentador**

Son los conductores comprendidos desde los bornes de salida del equipo de medición hasta el último dispositivo de sobrecorriente del circuito derivado; es de propiedad del usuario. La operación y mantenimiento de éste es de exclusiva responsabilidad del usuario según la RM N° 080-78 EM/DGE NORMA N° DGE 011-CE-1 (Norma de conexiones para suministro de energía eléctrica hasta 10 kW - R.D. 080-78-EM/DGE, 1978).

- **Caja de medición**

Caja destinada a contener el equipo de medición y su respectiva protección.
RM N° 080-78 EM/DGE NORMA N° DGE 011-CE-1

4. Definiciones 4.7 Caja de medición (Norma de conexiones para suministro de energía eléctrica hasta 10 kW - R.D. 080-78-EM/DGE, 1978).

- **Usuario**

Persona natural o jurídica que cuenta con conexión y que hace uso legal del suministro correspondiente. Es el responsable por el cumplimiento de las obligaciones técnicas y económicas que se deriven de la utilización de la electricidad.

RCD N° 722-2007 OS/CD “Procedimiento para la supervisión de los reintegros y recuperos de energía eléctrica en el servicio público de electricidad” (OSINERGMIN, 2016).

I TITULO PRIMERO DISPOSICIONES GENERALES 1.1. Glosario de términos y definiciones.

B. Suministro de energía hasta las 10KW

Disponibilidad de potencia activa de hasta 10 kW de derecho de demanda máxima por suministro en los bornes de salida del medidor de energía.

RM N° 080-78 EM/DGE NORMA N° DGE 011-CE-1 (Norma de conexiones para suministro de energía eléctrica hasta 10 kW - R.D. 080-78-EM/DGE, 1978).

4. Definiciones 4.14 Suministro de energía hasta 10 Kw

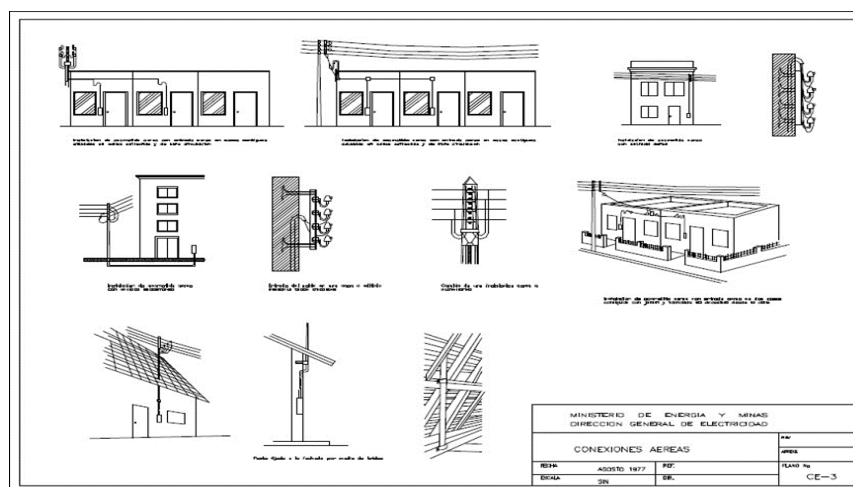


Figura 4. Suministro de energía de hasta 10 kV.

Fuente: PCM (1978)

C. Sistema de medición – equipo de medición

Es todo conjunto de equipamiento requerido para la medición de energía activa y reactiva, y máxima demanda. Podrá ser de medición directa (empleando únicamente contadores de energía activa y reactiva, y registradores de máxima demanda) o, medición indirecta (empleando transformadores de medición).

RM 496-2005 MEM/DM, NORMA DGE “CONTRASTE DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ítem 1.12 Sistema de Medición (o equipo de medición) (Norma DGE - Contraste del sistema de medición de energía eléctrica - R.M. 496-2005, 2005).

D. Medidor de energía eléctrica

Los medidores de energía eléctrica, desde sus inicios con elementos electromecánicos a la fecha, electrónicos con la tecnología de los integrados, en el tiempo han variado sus formas y presentaciones. En el siguiente esquema se muestra su evolución en el tiempo de los medidores de energía eléctrica de los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

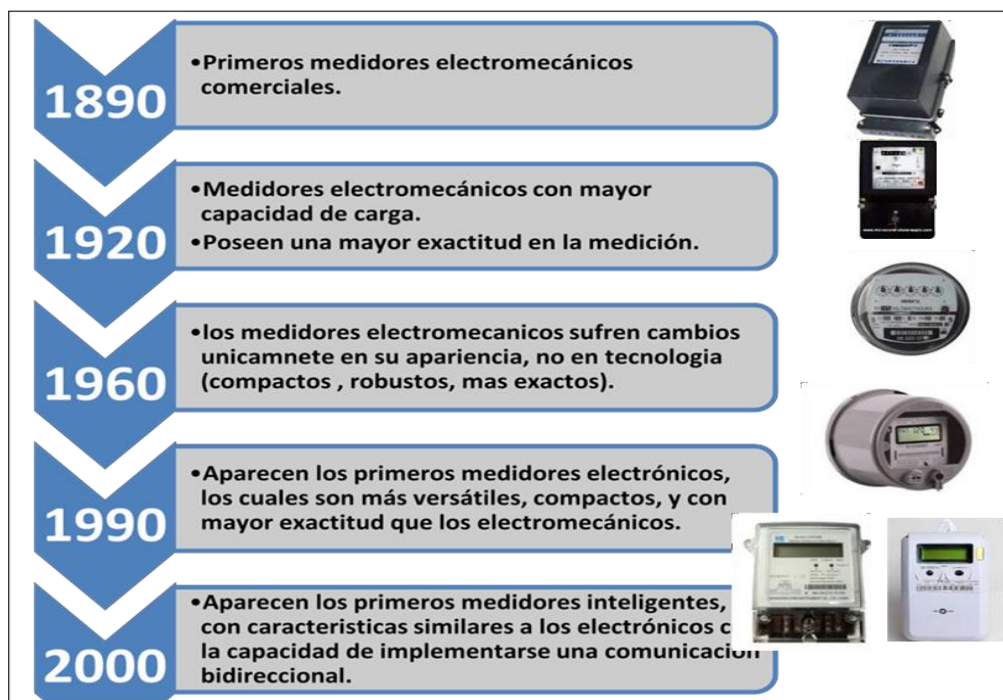


Figura 5. Línea de tiempo de los medidores eléctricos

Fuente: Zegarra (2017)

Estos medidores han sido instalados por las diferentes empresas distribuidoras a nivel nacional, como parte del registro de los sistemas de medición de los usuarios, como caso en la región Puno, de la empresa Electro Puno S.A.A.

E. La red eléctrica como medio de transmisión - comunicación

En todos los sistemas de comunicación es necesario el uso de un medio físico de transporte, del que dependerá en gran medida la buena calidad de la transmisión de datos. Este medio de transporte es el encargado de que la información pueda transferirse de un dispositivo a otro.

Cada medio de transmisión tiene características intrínsecas que lo hacen más óptimo que otros para determinadas aplicaciones. Es utilizado ampliamente el cable coaxial, UTP, fibra óptica, o medios inalámbricos como microondas y radiofrecuencia, así como también la red eléctrica (Espinosa, 2007).

F. La red eléctrica y las Ondas Portadoras

Las redes de distribución de energía eléctrica, no han sido diseñadas para la transmisión de información, un antecedente importante se presentó a partir de 1940 cuando muchas compañías eléctricas instalaron equipos OPLAT (Onda Portadora por Línea de Alta Tensión) en cableados de 115 y 230 Kvolts. Sin embargo, los problemas de inestabilidad presentes en la red eléctrica, variación de la impedancia y ruido, así como la falta de una normatividad que regule este tipo de transmisiones, son limitantes suficientes por la cual esta tecnología no ha tenido el avance esperado.

Aun así, actualmente gracias a la apertura de la competencia de servicios de energía eléctrica a nivel mundial, muchas compañías están desarrollando proyectos en redes eléctricas de baja tensión para ofrecer servicios de acceso a Internet, telefonía y señal de televisión. En México como también en el Perú, se tiene poco avance sobre el tema, empresas en México como C.F.E. y el Instituto de Investigaciones Eléctricas están realizando trabajos de investigación y desarrollo de proyectos, encaminados a ofrecer servicios adicionales a la energía eléctrica, lo que si se ha sido evidente son la inclusión en los proyectos de Líneas de Transmisión las redes de fibras ópticas.

El principio de la comunicación por ondas portadoras en líneas de energía o por sus siglas en inglés PLC (Power Line Carrier), se basa en inyectar una señal de información codificada de baja potencia y con frecuencia superior a 60 Hz presentes en la red eléctrica, de tal forma que cualquier equipo provisto de comunicación PLC pueda decodificar la información presente en la línea (Espinosa, 2007).

G. Impedancia de la Línea de Energía Eléctrica

Las bajas impedancias de algunos dispositivos conectados a la red eléctrica provocan atenuaciones en las señales de transmisión y recepción. Estas impedancias tan bajas son debidas, en gran medida, a que un número considerable de equipos electrónicos utiliza filtros contra interferencias electromagnéticas y supresores de picos que, aunque muy útiles y necesarios, hace de la red eléctrica un medio de impedancia impredecible. Si a esto agregamos la alteración que sufre dicha impedancia con la conexión y desconexión frecuente de cualquier equipo, resulta complicado determinar su valor para el cálculo apropiado del nivel de las señales a transmitir.

Podría determinarse niveles de señal considerando el caso más crítico de atenuación, pero esto implica problemas aún mayores. Por una parte, se necesitaría sobredimensionar etapas del emisor para incrementar la potencia, haciendo más complejo los elementos de comunicación. Es preferible el uso de filtros entre la red de energía eléctrica y los dispositivos que corrijan la impedancia de entrada de éstos. Los filtros están basados en capacitores conectados a las líneas con valores cercanos a los 100 nF, lo que provoca que la impedancia de entrada de los dispositivos con estos filtros disminuya hasta valores próximos a 1 Ω (Espinosa, 2007).

H. Ruido de la red eléctrica

El ruido es un factor importante a considerar, en el desarrollo de aplicaciones que usan comunicaciones por línea de energía.

El ruido presente en una línea de energía eléctrica, proviene de dos fuentes principales:

- Armónicos de la frecuencia de la red eléctrica
- Ruido generado por dispositivos conectados a la red eléctrica.

Similar a la solución propuesta para minimizar el efecto de la variación de impedancias, el ruido recibido y generado por los equipos, puede reducirse en gran medida con la instalación de filtros entre los equipos y la entrada o acometida de la red eléctrica.

Partiendo de la base que la señal alterna de la red eléctrica no es una onda senoidal pura, ya que sufre alteraciones debido a interferencias electromagnéticas y a las limitaciones de los transformadores y cableados por donde se propaga. Se puede establecer que además de la frecuencia fundamental de 60 Hz, aparecerán otros componentes armónicos de menor amplitud. Estos armónicos disminuyen notablemente con la frecuencia y desaparecen prácticamente a partir de los 50 a 100 KHz., lo que permite utilizar señales de frecuencias superiores a éstas, para disminuir los efectos del ruido.

Por otra parte, se establece que la longitud de onda de las frecuencias utilizadas en las transmisiones, determina directamente las dimensiones físicas del cableado. Por lo que tampoco se pueden utilizar frecuencias muy elevadas. Por ejemplo, la longitud de onda correspondiente a la propagación de una señal eléctrica de 1 MHz por un cable de cobre, se define con la siguiente fórmula:

$$\lambda = \frac{V \text{ propagación}}{F} = \frac{47,770 \text{ km/s}}{1 \text{ MHz}} = 47.77 \text{ m} \quad (1)$$

Permitiendo establecer una frecuencia de trabajo para las comunicaciones PLC, que no sea afectada por los armónicos inherentes de la red eléctrica, pero tampoco limite en exceso la longitud máxima de transmisión. Una frecuencia bastante razonable es la adoptada por la norma EN 50065-1: 132.45 KHz. Obteniendo una distancia del medio de propagación de 360 metros, suficiente para aplicaciones en redes de energía eléctrica de baja tensión.

$$\lambda = \frac{V \text{ propagación}}{F} = \frac{47,770 \text{ km/s}}{132.5 \text{ MHz}} = 360 \text{ m} \quad (2)$$

Todo dispositivo conectado a la red eléctrica provoca una perturbación en el cableado, que afecta a otros equipos conectados a la misma. Los motores eléctricos, y otras cargas inductivas, o fuentes de alimentación conmutadas, son los causantes de estas perturbaciones. Dependiendo del origen del ruido, se hace mención de los siguientes:

- Ruido de fondo (background noise). Durante pruebas realizadas por empresas electrónicas, utilizando la línea de energía eléctrica como medio de comunicación, y aplicando los niveles de transmisión de la norma CENELEC EN 50065-1, se observó que algunos receptores detectaron paquetes erróneos de información debido al ruido de fondo, lo que implica retransmisión de estos paquetes, ocasionando que el ancho de banda utilizado se incrementara hasta un 60 % (reducción de la velocidad de transmisión y aumento del acceso al medio).
- Ruido impulsivo (impulse noise). Es un ruido intermitente, generado principalmente por motores, triacs en reguladores de luz, lámparas fluorescentes, se trata de señales con un rango de frecuencias muy amplio, presentes en zonas industriales y comerciales.
- Ruido con señal continua (continuous wave signal). A diferencia del impulsivo, este tipo de ruido tiene una forma de onda permanente. Un ejemplo son las generadas por fuentes de alimentación conmutadas (Espinosa, 2007).

1.1.6. Ventajas de las comunicaciones por línea de energía eléctrica

Las principales ventajas de este tipo de comunicación son el considerable ahorro en cableado, mientras que otros medios de comunicación como el teléfono, televisión, Internet se canalizan a los usuarios mediante la instalación de una nueva infraestructura de cableado, la red de energía eléctrica está disponible y accesible en la gran mayoría de viviendas. Otro aspecto a destacar es la facilidad de instalación y conexión de dispositivos, así como su fácil reubicación en la misma red, lo que hace de esta tecnología una buena opción en el ámbito de las comunicaciones a nivel residencial (Espinosa, 2007).

1.1.7. Arquitecturas de comunicación

Uno de los factores más importantes a considerar en el diseño de los sistemas de comunicaciones, es la arquitectura a utilizar. Éste define los procesos a realizar y el nivel jerárquico de los dispositivos que integran el sistema. Básicamente existen tres arquitecturas básicas, que son:

A. Modelo centralizado

Este modelo es ampliamente conocido como Maestro-Esclavo (Master- Slave). En él existe un único elemento administrador y controlador, denominado unidad central, que gobierna a todos los dispositivos. Esta arquitectura es óptima para la gestión y administración de los dispositivos, mediante la centralización de funciones, pero depende en forma excesiva de la unidad central, corriendo el riesgo que falle y el sistema deje de funcionar por completo. La infraestructura de este modelo es poco compleja y con costos de implantación accesibles

B. Modelo descentralizado

Este modelo es totalmente inverso al centralizado. Todos los dispositivos son independientes, se rigen por políticas propias de funcionamiento para interactuar con otros dispositivos. La desventaja que presenta es que requiere de una infraestructura costosa y compleja. Los dispositivos de edificios inteligentes están basados en este modelo.

C. Modelo distribuido

Este modelo combina las ventajas de los modelos anteriores, por una parte, utiliza la centralización de procesos y robustez del sistema para evitar un fallo generalizado y por otra crea una red de comunicación que otorgue cierta independencia a los dispositivos. El diseño puede llegar a consolidarse en forma medianamente compleja a un costo aceptable

1.1.8. Modulación

Se entiende por modulación toda alteración de alguna o varias características de una señal que se denomina portadora (carrier), en función de otra señal conocida como moduladora (envolvente).

La modulación surge por la necesidad de transmitir señales que, previamente modificadas (moduladas), adquieran propiedades más convenientes para su propagación por el medio de comunicación utilizado. La modulación facilita las transmisiones reduciendo considerablemente el tamaño de antenas y transformadores, reduce el nivel de ruido e interferencias a excepción de las modulaciones por amplitud, permite la multiplicación de varias señales en un mismo medio al utilizar multiplicación por división de frecuencias y reduce los niveles de potencia necesarios para su tratamiento y propagación.

Toda señal se caracteriza en un instante determinado por su frecuencia, amplitud y fase, son estos parámetros los que se pueden variar para transmitir información. En base a lo anterior existen tres tipos de modulaciones básicas, en amplitud, en frecuencia y en fase.

Para el caso de transmisiones digitales, las modulaciones más utilizadas son:

- ASK Modulación en amplitud (Amplitud Swift Kiang)
- FSK Modulación en frecuencia (Frecuencia Swift Kiang)
- PSK Modulación en fase (Pase Swift Kiang)

A. Modulación ASK

La modulación ASK es un caso particular de la modulación en amplitud (AM). En este tipo de modulación, la portadora ve modificada su amplitud en función de la señal a transmitir. Ver Figura N° 6.

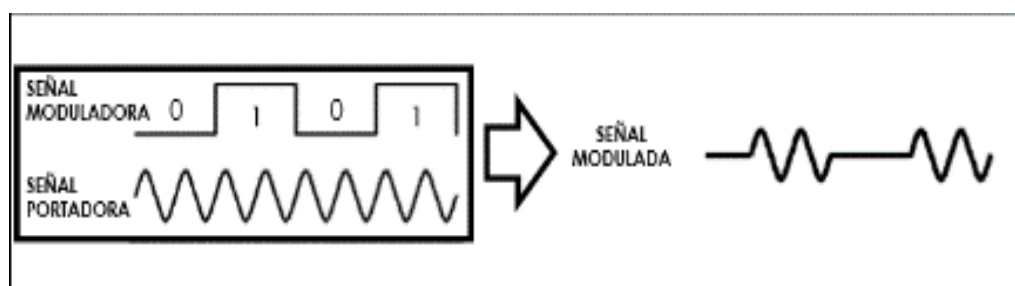


Figura 6. Modulación ASK

Fuente: Concepción (2015)

La modulación ASK tiene un costo relativamente bajo, los circuitos modulador y demodulador son sencillos y requiere un ancho de banda reducido en comparación con otros métodos, lo que permite tener muchas señales en un mismo canal. La desventaja principal es la facilidad de ser perturbado por interferencias.

B. Modulación FSK

La modulación FSK es un caso particular de la modulación FM. La señal portadora modifica su frecuencia en función de la señal a transmitir, como se observa en la Figura N° 7.

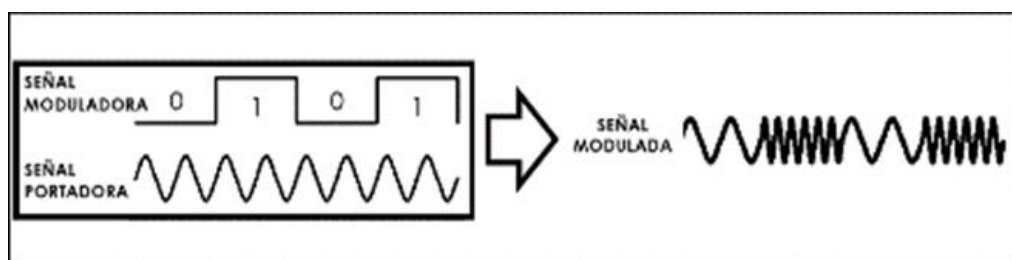


Figura 7. Modulación FSK

Fuente: Concepción (2015).

La Modulación FSK no depende de la amplitud, ya que la información está en la frecuencia, por lo que se obtiene inmunidad ante perturbaciones que puedan modificar la envolvente, pero tiene el problema de que requiere un gran ancho de banda. Se utiliza normalmente en enlaces asíncronos y es el sistema ideal para transmisiones a baja velocidad.

C. Modulación PSK

La modulación PSK es una modulación en fase. Aquí la portadora ve modificada su fase en función de la señal a transmitir (Figura N° 8)

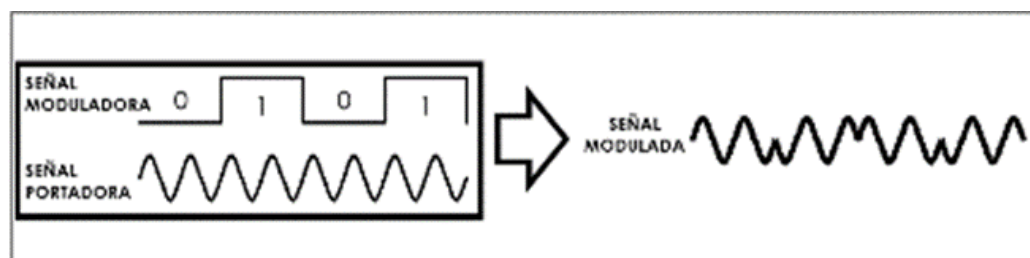


Figura 8. Modulación PSK

Fuente: Concepción (2015).

Es el tipo de modulación más eficiente para transmitir datos binarios en presencia de ruido y es ideal para comunicaciones síncronas. El inconveniente se presenta en el diseño muy complejo de los circuitos moduladores y demoduladores (Espinosa, 2007).

1.1.9. Métodos de transmisión de datos

Existen básicamente dos métodos de transmisión de datos los cuales se enumeran y explican a continuación:

- Transmisión asíncrona. En este tipo de transmisión se envía un carácter precedido de un bit de arranque y al final seguido de uno o dos bits de parada. Este método es útil para transmisiones hasta de 1000 bps. Los módems que se utilizan no son sofisticados ya que no incluyen relojes de sincronización.
- Transmisión síncrona. Este tipo de transmisión está orientado a lotes, es más complicado debido a que se necesita que ambos módems estén sincronizados, para llevar a cabo esta sincronización se utiliza un protocolo complejo entre ambos módems, la ventaja es que una vez sincronizados los módems permite el envío de cientos de bytes por lote, alcanzado velocidades mayores de 9600 bps

1.1.10. Protocolos de comunicación

Debido a la necesidad de normalizar las comunicaciones surge la idea de crear protocolos estandarizados. Éstos contienen las reglas que determinan todos los aspectos para establecer una correcta comunicación entre dispositivos, se componen de especificaciones eléctricas mecánicas y funcionales. Son muchos los protocolos que se han implementado para la transmisión de señales digitales. Entre los más conocidos están el RS-232, RS-485, etc.

Los Sistemas de Control Supervisión y Adquisición de Datos, por sus siglas en inglés SCADA (Supervisor Control and Data Adquisition), están basados en dos tipos de protocolos: barrido secuencial (poleo) y reporte por excepción.

A. Protocolo de barrido constante (Poleo)

Están basados en la arquitectura de comunicación de modelo centralizado, existe un dispositivo maestro y uno o más dispositivos esclavos. El equipo

maestro establece comunicación con los equipos esclavos a través de un barrido constante (poleo), enviando mensajes o comandos siguiendo una secuencia preestablecida, de esta forma el medio de comunicación se mantiene ocupado en todo momento.

B. Protocolo por Reporte por Excepción

En este protocolo también existe un elemento maestro y uno a más dispositivos esclavos, funciona de la siguiente manera:

El equipo maestro espera un mensaje de reporte de cualquier equipo esclavo, indicando de esta manera que se ha generado una condición de cambio de estado o evento en este último equipo. Entre las características importantes se menciona que el o los dispositivos esclavos son quienes inician la comunicación mientras que el equipo maestro permanece en espera de recibir la información, y por otra parte el medio de comunicación no se encuentra permanentemente en uso, solo está ocupado cuando el dispositivo esclavo transfiere información al equipo maestro.

1.1.11. OFDM Óptimo para la comunicación Bidireccional en las Redes Eléctricas Inteligentes.

Redes eléctricas inteligentes es un término que se utiliza para referirse a la próxima generación de redes eléctricas, en la cual la distribución y manejo de la electricidad necesita de comunicación bidireccional y capacidad computacional para realizar supervisión, eficiencia, confiabilidad y seguridad.

La red inteligente se espera que modernice la red eléctrica actual, lo cual implica supervisión, (se tendrá monitoreo en tiempo real del consumo eléctrico, estado de la red, calidad de la energía eléctrica suministrada por cada uno de los sistemas de generación eléctrica interconectados), protección y optimización automática de la operación de los sistemas interconectados a la red eléctrica (por ejemplo se colocan medidores inteligentes en la red de

generación, transmisión y distribución, los cuales realizan cálculos de parámetros en tiempo real y toman auto decisión en caso de falla).

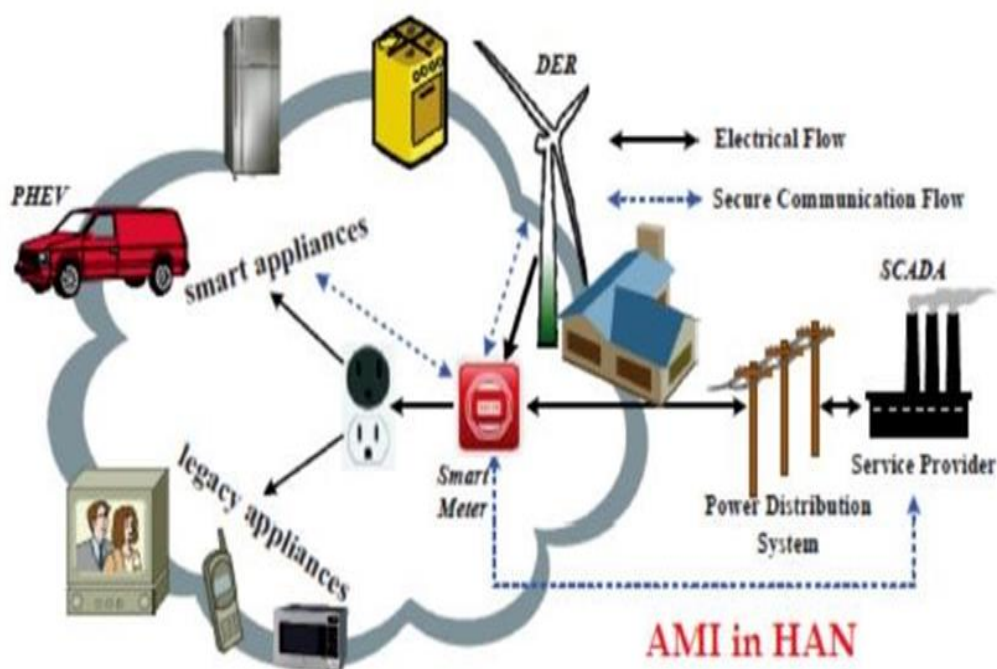


Figura 9. Ami in Han

Fuente: Alvarado (2011).

De acuerdo a lo expuestos en los párrafos anteriores, la red eléctrica requiere de una red bidireccional de comunicación de datos. Para realizar la comunicación se proponen varias infraestructuras, por ejemplo: que sean inalámbricas, sistema óptico o se emplee la misma línea eléctrica.

En este artículo se propone para la comunicación de datos en la red eléctrica inteligente un sistema de transmisión/recepción utilizando un OFDM óptimo. El desempeño se determina para un canal de transmisión con la línea eléctrica de alto, medio y bajo voltaje, lo cual equivale a tener un ruido clase A, este ruido está constituido por un ruido Gaussiano más un ruido impulsivo.

El sistema OFDM tiene la característica de mejorar la probabilidad de error de bits en canales muy adversos para la transmisión de datos.

Hace más de treinta años que se realiza investigación y desarrollo relacionado con multiplexación por división de frecuencias ortogonales (OFDM).

El concepto de usar la transmisión de dato en paralelo por la multiplexación de división de frecuencia se publica en la mitad de los sesenta

En OFDM cada portadora es ortogonal una de otra, lo cual no se mantiene en las técnicas con múltiples tonos discretos (DMT).

OFDM se basa en el uso de M-QAM, M-PSK. En el que se introduce el concepto de prefijo cíclico.

Con relación a las constelaciones bidimensionales se tiene el trabajo que estudia las constelaciones que minimiza la probabilidad de error en un canal con ruido clase A. En el que se dan las técnicas para generar y optimizar un conjunto de señales hexagonales. En otro se presenta el ángulo óptimo para modulaciones 8-PSK y 16-QAM, para lograrlo minimiza una función de costo. En otro punto se da una expresión analítica para la rotación óptima de ángulos con el criterio de la distancia mínima Euclidiana para cualquier constelación M-PSK (Fernández y Rodríguez, 2018).

Middleton clasifica el ruido en tres clases:

- ✓ Clase A: Este ruido es típicamente de espectro de banda angosta. Es decir, más angosto que el ancho de banda del receptor.
- ✓ Clase B: Aquí el ancho de banda del ruido que llega al receptor tiene un mayor ancho de banda que el receptor.
- ✓ Clase C: Es la suma del ruido clase A y B.

1.1.12. Proceso de Facturación de la Energía Eléctrica

El proceso de Facturación de la Energía Eléctrica, es el referido a las actividades y acciones que desarrolla las empresas para que en base a los consumos de energía registrados por el medidor que son ingresados a un sistema comercial que efectúan los cálculos según los algoritmos específicos se obtienen, imprimen y se reparten los recibos de energía a cada uno de los usuarios del servicio eléctrico.

Como parte del proceso de facturación, se inicia con el procedimiento para la toma de lecturas desde la planeación y el diseño de ciclos o rutas (suministrado), mediante las cuales queda delimitada un área geográfica específica de una

población o ciudad en particular; cada una de estas rutas se integra con un número variable entre 700 y 1200 usuarios, llevando implícita la información correspondiente al domicilio y número de medidor instalado, una vez que las rutas y ciclos son plenamente establecidas, se asigna a un trabajador, denominado el lectorista quien tiene la función de verificar la correcta correspondencia de los medidores instalados en campo y recabar la información del registro del medidor que establece el consumo de energía eléctrica en unidades de Kilowatthoras.

El trabajador o lectorista realiza el recorrido acudiendo a cada domicilio que tenga asignado en su ruta o ciclo, debiendo visualizar los números del medidor y en base a dichas cifras queda establecido el consumo de energía eléctrica registrado por el medidor.

El procedimiento para la toma de lecturas ha tenido una evolución considerable en fechas recientes, incrementando en gran medida el número de lecturas obtenidas durante una jornada de trabajo, mediante la incorporación de terminales portátiles (TP's), en lugar de una simple libreta o tablero de apuntes, complementándose con software para el manejo de bases de datos para mejorar la organización y la explotación de la información, en estas fechas incluso se hace uso de un celular smartphone.

El trabajador o lectorista ingresa este valor en una terminal electrónica portátil (TP) o celular (incluido el aplicativo), con lo cual se almacena esta información en la base de datos. Al concluir la jornada de trabajo, la terminal portátil se conecta a una computadora o de manera continua se registran el total de lecturas obtenidas, realizando el procesamiento de la información para la facturación y emisión de recibos de pago

El proceso de facturación de la energía eléctrica, que se inicia desde la lectura de los medidores instalados en cada uno de los suministros de los usuarios del servicio hasta la entrega del recibo o factura de energía, por parte de las empresas de distribución y comercialización de la energía a nivel del país, como es el caso de Electro Puno S.A.A. que atiende a la región de Puno y específicamente a la ciudad de Juliaca, de igual forma las otras empresas que brindan el suministro de energía eléctrica en toda el Perú.

Es un proceso llevado a cabo por las empresas en forma mensual porque todos los meses los usuarios recibimos el comprobante con el valor del consumo de energía utilizado y con los otros cargos dispuestos se tiene el valor final que, como clientes, debemos cancelar los mismos, a fin de evitar los cortes de energía también establecidos por la normativa correspondiente.

Como parte de la exposición de motivos de la Resolución de Consejo Directivo 115-2017 se tiene lo siguiente:

El Osinergmin, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 047-2009 OS/CD “Procedimiento para la supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario” (OSINERGMIN, 2016), desde su vigencia ha verificado el proceso de facturación que realizaban las empresas distribuidoras, con la finalidad de que los usuarios obtengan un mejor servicio, no obstante, dicho procedimiento requirió ser actualizado para ser optimizado en función a la verificación ex ante del proceso de facturación.

Como resultado de los análisis de los resultados de supervisión, se observó que algunas empresas concesionarias no han realizado diligentemente las actividades de lectura de consumos de los usuarios; siendo que dicho conducto se sustentaba en las siguientes razones:

- El “Cargo fijo” reconoce costos “eficientes” para el desarrollo de las actividades de lectura, revisión, reparto y cobranza de los recibos; sin embargo, algunas empresas han venido reduciendo los importes reconocidos al personal tercero (contratista) por el desarrollo de dicha actividad, descuidando además los mecanismos de control que ejercían sobre la empresa que les prestaba el servicio, todo ello bajo el enfoque de reducción de costos.
- Asimismo, ante la observación de errores en el proceso de lectura por parte del personal encargado de la facturación, algunas empresas concesionarias, priorizaban “recuperar” la energía dejada de facturar en el más breve plazo, por lo que decidieron prescindir de la etapa de validación de lecturas, cuando éstas eran mayores a los consumos promedios del usuario.

Como consecuencia de ello, se ha observado la ocurrencia de casos de facturaciones excesivas de consumos a grupos de usuarios del servicio público de energía eléctrica, lo cual originaba reclamaciones masivas del servicio, inconformidades que además venían siendo utilizadas políticamente para la gestación de diversos conflictos sociales, ocasionando la disminución del bienestar del usuario, así como la imagen de Osinergmin (quién es vista como responsable de la correcta prestación del servicio eléctrico).

En ese contexto, el procedimiento de supervisión del proceso de facturación de energía eléctrica vigente no está estructurado para prevenir dichas contingencias, sino únicamente para evaluar el proceso de facturación ex post, lo cual no permite anticipar la ocurrencia de irregularidades en la facturación en detrimento de los usuarios.

El objetivo era el establecer parámetros de control (indicadores) para que los recibos emitidos por el servicio de energía eléctrica, correspondan a los consumos reales del usuario, previamente validados por las Empresas Distribuidoras.

En el proyecto se contempló que se evalúen mensualmente a través de una muestra de suministros en una determinada zona geográfica de facturación:



Figura 10. Actividades del proceso de facturación

En las opciones de política era de establecer un procedimiento de cumplimiento obligatorio por parte de las empresas distribuidoras, para garantizar resultados equivalentes entre todas las empresas. En ese caso se determinan indicadores de gestión, los cuales, al ser incumplidos, generarían la imposición de medidas administrativas y sanciones pecuniarias.

En el año 2015, se trató de regular la actividad mediante la emisión de un oficio a cargo de Osinergmin de disposiciones generales de atención; sin embargo, los documentos emitidos fueron cuestionados en su validez legal por algunas empresas distribuidoras, o simplemente se efectuaban una vez que ya se había producido el problema, el cual podría haber ya escalado hasta convertirse en un conflicto social (OSINERGMIN, 2016).

Se consultó el procedimiento 047-2009 OS/CD, apreciando que dicho procedimiento requiere ser actualizado para ser optimizado en función a la verificación ex ante del proceso de facturación.

Asimismo, se ha realizado reuniones con las empresas distribuidoras a fin de exponerles la problemática y la propuesta de solución, así como se han efectuado consultas a las otras áreas del Organismo (JARU-STOR), habiéndose acogido las sugerencias propuestas por cada una de ellas.

Se ha analizado el costo beneficio, siendo que:

En cuanto a las empresas no se originan costos adicionales, toda vez que la lectura y el procesamiento de consumos son reconocidos dentro de la tarifa por el servicio público. No se originan costos adicionales, toda vez que la información requerida a las empresas por Osinergmin es la generada en sus procesos de facturación y no como consecuencia del procedimiento.

A los consumidores no le generan costos.

Al Gobierno, no se prevé incrementos significativos en los costos de la supervisión/fiscalización, la cual será realizada por parte de la Oficina Regional de Osinergmin.

En cuanto a los beneficios:

A las empresas, mayor confiabilidad en la facturación y reducción de reclamos por facturación irregular.

A los consumidores, pago de facturas por el servicio de electricidad de acuerdo a su consumo mensual y recepción oportuna de recibos para prever su pago.

Al Gobierno, mejora en la prestación del servicio público de electricidad concesionado y reducción de reclamos por facturación irregular.

La propuesta normativa pretende regular un nuevo procedimiento de facturación que reemplace al vigente 047-2009 OS/CD, en lo que se refiere a la gestión comercial para la supervisión de la facturación, cambiando el esquema de supervisión reactivo por uno preventivo, buscando mejorar la confiabilidad del proceso, en beneficio de los usuarios.

Con la Resolución de Consejo Directivo 115-2017 OS/CD del 15 de junio del 2017 se aprueba el procedimiento para la supervisión del proceso de la facturación a los usuarios del Servicio Público de Electricidad, (OSINERGMIN, 2017), con lo que en su artículo 3.- Aspectos Generales para la gestión de la facturación del servicio público de electricidad, se establece:

Las Empresas Distribuidoras son responsables del proceso de facturación mensual por la prestación del servicio público de electricidad y como tal, deben garantizar que durante su ejecución no se afecten los intereses de los usuarios del servicio público.

Para tal efecto la Empresa Distribuidora, en la gestión del proceso de facturación, debe considerar lo siguiente:

- a) Realizar la toma de lectura mensual de los medidores de electricidad correspondientes a los suministros de cada uno de los usuarios del servicio eléctrico.

Asimismo, cuando Osinergmin lo requiera en la etapa de supervisión, la Empresas Distribuidora debe demostrar fehacientemente con información y documentos de su gestión comercial la realización de dicha actividad.

- b) Calcular el consumo mensual de electricidad con base a las lecturas registradas conforme a lo señalado precedentemente.

A fin de garantizar la calidad de facturación mensual por el servicio de electricidad y que ésta guarde directa relación con el consumo de electricidad en el periodo de facturación, la Empresa Distribuidora, previamente a la emisión del recibo, debe efectuar un proceso de consistencia, considerando

entre otras variables el promedio histórico representativo del usuario, estacionalidades de consumo, fechas de instalación del medidor, entre otros: o aplicar sus propias políticas de gestión comercial que garanticen la consistencia del consumo de electricidad en concordancia con lo señalado.

Si la Empresa Distribuidora evidencia, en la etapa de consistencia, un incremento inusual de los consumos respecto al valor del promedio histórico representativo del usuario, ésta se encuentra obligada a determinar las causas (técnicas y/o de otra índole) que expliquen los incrementos de consumo por parte del usuario; para ello, debe proceder a analizar los consumos en forma integral realizando eventualmente inspecciones en campo, pruebas técnicas, evaluación de inusuales consumos en la data histórica, evaluación de cargas instaladas en el predio, u otros medios y mecanismos que estime conveniente, siempre que permitan conseguir la facturación con base a consumos consistentes.

La información a suministrar a Osinergmin, para efectos de la supervisión, corresponde a todos los casos en que se produzcan los incrementos de consumo establecidos en el anexo N° 1 del procedimiento.

- c) De observarse deficiencias técnicas en el sistema de medición (como la ausencia del medidor, el medidor no muestra lecturas, el medidor está paralizado o en condición defectuosa), que impidan a la Empresa Distribuidora la toma de lectura, puede utilizar en su facturación o consumo equivalente al valor promedio histórico representativo; asimismo, de optarse por una facturación en base a promedios, la Empresa Distribuidora está obligada a evidenciar con la documentación técnica administrativa lo actuado.
- d) Estregar físicamente (o mediante algún medio tecnológico, previamente aprobado por Osinergmin), las facturas o recibos emitidos a los usuarios por el servicio de electricidad en un plazo no menor de siete (7) días antes de su vencimiento (OSINERGMIN, 2016).

De acuerdo a la información proporcionada por la empresa Electro Puno S.A.A. se muestra en el Anexo N° 1 su procedimiento de facturación, codificado como M-531-13- GM aprobado el 23/01/2013 el cual a la fecha está aprobado, sin

embargo, el procedimiento en sí ha tenido varias modificaciones que ha motivado su actualización en el Sistema Comercial denominado SIELSE luego de la aplicación de la nueva normativa del Osinermin en el periodo 2017 que a continuación se precisa.

(Anexo 1: Procedimiento de Facturación de Electro Puno S.A.A.)

De igual forma Osinermin, desde julio 2017 ha elaborado y lleva a cabo su actividad de supervisión en base al Procedimiento de Supervisión de la Facturación aprobado por la Resolución de Consejo Directivo 115-2017 OS/CD donde considera las actividades principales de:

- Toma de Lectura, personal de campo que registra los valores de lectura de los medidores de energía eléctrica de los suministros de los usuarios. Como ya se ha mencionado esta actividad ya se efectúa en general a nivel nacional mediante los equipos celulares que actúan con el aplicativo como terminal capturador de los datos, haciendo hincapié que ese ingreso de datos es manual a cargo del tomador de lectura, lectorista, etc. El sistema debe contener los aplicativos para la consistencia de los datos registrados, detectando posibles errores en la lectura del medidor, fuertes variaciones en el consumo de energía, determinación de promedios donde no corresponde a una inaccesibilidad del medidor, cuando ellos sobrepasan los periodos mayores a seis meses y otros. La tolerancia establecida es de 10%.
- La calidad de la facturación medidas que evitan la ocurrencia de errores que puedan generar una facturación irregular. Se tiene una tolerancia de 7.5%.
- La evaluación de cada uno de los cargos aplicados en la facturación, es decir se calcula la facturación aplicada a una muestra de recibos y se compara con los aplicados por la empresa, no debe exceder una tolerancia de 0.01%.
- Evaluación de la información que deben contener los recibos, como los centros de cobranza para los pagos y otros relevantes para el usuario. La tolerancia es de 3%

- La desviación en el reparto de los recibos de energía, los cuales deben ser entregados a los usuarios en un plazo no menor de 7 días al vencimiento del recibo. La tolerancia es de 10%.

Con los indicados procedimientos, la empresa y Osinergmin a partir de su aplicación julio 2017 se está garantizando que se realice una facturación correcta a los usuarios del servicio público de electricidad. La aplicación del procedimiento por parte de Osinergmin se realiza de manera semestral, de sus resultados depende la aplicación medidas de procedimientos administrativos sancionadores (sanciones, multas) cuando se vulneran los valores de las tolerancias establecidas siempre sobre muestras de algunos suministros de los usuarios, así como que la empresa haya tenido la posibilidad de hacer uso de su defensa a través de descargos a las observaciones iniciales y las evaluaciones propias del ente fiscalizador Osinergmin (OSINERGMIN, 2016; Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.S. N 009-93-EM, 1993).

1.2. Antecedentes

En el desarrollo de la presente tesis, se ha considerado como información base, como antecedente lo tratado, analizado y detalles de los trabajos de investigación, tesis y artículos, de Universidades extranjeras como del Perú, además de las normas vigentes del sector eléctrico que son mencionadas en la bibliografía, como son:

1. “La Medición Remota de Energía Eléctrica: Un campo de Oportunidades para la Industria de Colombia”, Revista de Ingeniería UNANDES, 2015(Torres et al., 2015)
2. “Diseño e Implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la Microrred de la Universidad de Nariño”, Pasto Colombia 2017 (Arciniegas et al., 2017).
3. “Comunicaciones Celulares para Medición Inteligente de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución”, Revista de Ciencia y Tecnología INGENIUS, 2013. (Inga et al., 2013)



4. “Diseño, Configuración y Supervisión de la Red de Medidores de Energía Eléctrica del Campus Central de la Universidad de El Salvador”, tesis, 2014. (Salvador, 2014)
5. “Medidor Inalámbrico de Consumo de Energía Eléctrica de bajo costo”, Universidad de El Salvador, Tesis, 2011. (Zaldaña, 2011)
6. “Aplicación de Tecnologías de Medición Avanzada (AMI) como instrumento para reducción de Pérdidas”, Boletín IIE, México, 2015 (Gómez et al., 2015)
7. “Medición de Energía Eléctrica bajo esquemas de libre mercado”, Boletín IIE, México, 2001. (Zapata et al., 2001)
8. “Servicios de Medición Avanzada (AMI) para Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco de la Legislación Ecuatoriana”, Universidad de Cuenca, Tesis, 2011. (Alvarado, 2011)
9. “Estudio de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), para requerimientos y Beneficios”, Quito Ecuador, Tesis, 2012 (Mora, 2012).
10. “Sistema de Medición Remota de Energía Eléctrica”, Huajuapán de León, Oaxaca, México, Tesis, noviembre de 2007 (Espinosa, 2007).
11. “Sistema de Lectura Remota para el Consumo de Energía en Clientes Residenciales”, Tesis, Cartago Costa Rica junio 2012 (Calderón, 2012)
12. “Estudio del canal PLC (Power line communications) para envío de datos a bajo costo en eléctricas domiciliarias”, Universidad Católica San Pablo de la Facultad de Ingeniería y Computación Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica y de Telecomunicaciones, presentado por Efraín Zenteno Bolaños. Arequipa, Tesis, noviembre de 2017 (Apaza, 2017).
13. “Análisis de nuevo sistema de medición centralizada de energía eléctrica con medidores inteligentes en área de la región Arequipa”, Arequipa Perú 2017. (Zegarra, 2017)
14. “Medición Remota de medidores de Servicios Eléctricos”, Revista Electro Industria, 2009. (Industria 2021)

15. “OFDM Optimo para la Comunicación Bidireccional en las Redes Eléctricas Inteligentes”, Revista Chilena de Ingeniería, 2018 (Fernández y Rodríguez, 2018).
16. “Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas”, ley que rige el sector eléctrico peruano desde su vigencia en el año 1992 (Ley de Concesiones Eléctricas - Ley N 25844, 1992).
17. “DS N° 009-1993 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”, reglamento de las actividades normadas y reguladas del sector eléctrico peruano desde su vigencia en el año 1993 (Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.S. N 009-93-EM, 1993).
18. “DS N° 020-1997 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en el Perú”, donde se ha establecido el procedimiento de cálculo de los indicadores de calidad en el suministro, producto, alumbrado público y el servicio de atención a los clientes del servicio de energía eléctrica en el Perú, las tolerancias y la supervisión, 1997(Decreto supremo N 020-97-EM, 1997).
19. “RCD N° 080-2012-OS/CD Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, en cada periodo regulatoria se lleva a cabo este procedimiento, 2012 (OSINERGMIN, 2016).
20. “RCD N° 203-2013 OS/CD Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos” (para todas las empresas), 2013. (OSINERGMIN, 2007)
21. “RCD N° 175-2015 OS/CD Fijación de los Importes Máximos de Corte y Reconexión, 2015. (OSINERGMIN, 2015)
22. “RCD N° 158-2018 OS/CD Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos” (para las empresas Enel Distribución Perú ex Edelnor, Luz del Sur, Electro Dunas, Electro Tocache, Emseusac, Proyecto Especial Chavimochic, Emsemsa, Sersa, Eilhicha, Coelvisac, Egepsa, Electro Pangoa, Esemplat y Edelsa), 2018. (OSINERGMIN, 2018) (Norma DGE - Contraste del sistema de medición de energía eléctrica - R.M. 496-2005, 2005)
23. “RCD N° 047-2009 OS/CD Procedimiento para la supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario”, 2009. (OSINERGMIN, 2016).

24. “RCD N° 115-2017 OS/CD Procedimiento para la supervisión del proceso de la facturación a los usuarios del Servicio Público de Electricidad”, 2017. (Norma DGE - Contraste del sistema de medición de energía eléctrica - R.M. 496-2005, 2005)

En los trabajos de investigación, tesis, artículos de investigación y normativa específica del sector, no solo del Perú sino de países extranjeros, donde varía su aplicación como se puede apreciar, por la ubicación geográfica de nuestro estudio y el uso de la tecnología que resuelve en sí el problema, pero su aplicación incluye otros aspectos de costos, de su implementación y de la regulación tarifaria. Hay otros estudios llevados a cabo por las empresas distribuidoras del país como es ENEL (Ex EDELNOR), Electrosur (sistema AMR), sin embargo, no han sido referidas a notas o citas bibliográficas con la normativa establecida.

La empresa ELECTRO PUNO, tenía dentro del Plan Operativo de la Gerencia de Comercialización 2014, llevar a cabo un proyecto para realizar la lectura y cortes a distancia reduciendo costos y errores de lectura para una correcta facturación, con un sistema de medición para los clientes en centros comerciales, con difícil acceso para su lectura con la implementación de sistemas de medición con características de tecnología de punta que nos permita facturar con beneficios técnicos, comerciales, administrativos y económicos.

El presente proyecto tiene sus inicios en el año 2012 con la participación de las jefaturas de Planeamiento y Desarrollo, Plataforma en coordinación con los representantes de la Asociación de Comerciantes Virgen de las Mercedes, sin embargo, estas evaluaciones no fueron registrados en un informe, por ello previo a su ejecución se elaboró el informe, para consolidar el proyecto, que debió ser aprobado para su ejecución en el 2016 y operativo a partir de enero 2017.

En las coordinaciones previas con los dirigentes y comerciantes de la Asociación Virgen de las Mercedes, ellos han ejecutado los proyectos de:

- Redes Primarias y Secundarias, en la parte externa del centro de abastos del mercado Virgen de las Mercedes, sin embargo, ellos han tenido observaciones por las instalaciones interiores de parte de Defensa Civil del Municipio de San

Román (Juliaca) y del Gobierno Regional, motivo por el cual se ha planteado el proyecto de medición remota.

- Los representantes de la Asociación Virgen de las Mercedes, elaboraron un proyecto y lo presentaron al municipio, el mismo que fue aprobado.
- Al revisar las características del expediente se evidencia que el proyecto se realizó con proyección a la atención con suministros colectivos y las conexiones internas no preparadas para la atención de suministros convencionales en locales comerciales y centros de abastos, planteándose al requerimiento de suministros individuales el sistema de medición a distancia y remota, donde los controles se pueden realizar desde un centro concentrador ubicado físicamente en la parte externa a los locales comerciales.

Las redes internas especificadas en el proyecto que han sido aprobadas por el Municipio de San Román, son de propiedad de la Asociación y para nuevas conexiones a ser instaladas y que forman parte del proyecto no se va a modificar esta condición, debido a que las mediciones se realizarían desde la parte externa, sin embargo, el cliente contara con un display dentro de su local, donde puede visualizar las lecturas de su suministro.

Como parte de la información revisada se ha evaluado la normativa de la RCD N° 158- 2018 OS/CD “Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos” (para las empresas Enel Distribución Perú ex Edelnor, Luz del Sur, Electro Dunas, Electro Tocache, Emseusac, Proyecto Especial Chavimochic, Emsemsa, Sersa, Eilhicha, Coelvisac, Egepsa, Electro Pangoa, Esempat y Edelsa) (Ley general de electrificación rural - LEY N 28749, 2007; Ley General de Electrificación Rural - Ley N 28749, 2020).

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Identificación del problema

Se tienen errores en la toma de lectura de los medidores de energía eléctrica, debido al desarrollo manual, los errores humanos en el registro y tramitación de la información y además del acceso en algunos casos de los clientes que no permiten realizar el trabajo, por lo que se plantea el desarrollo de un sistema de medición a distancia (remota) el que permitirá mejorar la calidad de la medición y a su vez reducir los costos del servicio de estas mediciones.

Hay muchas interrogantes, pero se plantean lo siguiente:

- ¿Con la ejecución del proyecto, se mejorará la calidad de la medición de la energía, no se tendrán errores de lectura, se reducirán las reclamaciones por este concepto?
- ¿Se podrán reducir los costos de este servicio, por el uso de una tecnología actualizada, inicialmente podrán ser mayores, pero se podrán disminuir a un futuro cercano?
- ¿Existen otras ventajas adicionales con la aplicación de este sistema?

2.2 Enunciado del problema

En la toma de lectura de los medidores de energía eléctrica, se tienen errores de diversos tipos, que originan una mala calidad en el sistema de medición, generando una incorrecta facturación de los recibos de energía, motivando los reclamos de los usuarios del servicio.

2.2.1. La pregunta de Investigación

Como parte de la investigación, las preguntas son:

- ¿Es de mala calidad la toma de lectura de medidores de energía eléctrica a los usuarios de la empresa Electro Puno?
- ¿Se pueden reducir los costos de servicio de medición en la empresa Electro Puno?

2.2.2. Intención de la investigación

La investigación tiene la intención de demostrar que se puede mejorar la calidad del sistema de medición, mediante la implementación de una medición a distancia, con lo cual se podrá también reducir los costos de medición.

2.3 Justificación

2.3.1. La investigación propuesta es una novedad

En el país a la fecha no se tiene un sistema de medición de estas características, pero hay otros similares que se aproximan, pero son diferentes. Se cuenta con información disponible que proviene del extranjero.

2.3.2. Ubicación del problema en la realidad actual

En toda nuestra Región de Puno y en otras regiones del país, se tienen estos problemas que generan muchas reclamaciones de los clientes, sin embargo se han llevado a cabo actividades de solución principalmente de tipo manual, es decir se tiene contratado el servicio (lectura de los medidores, inspecciones, verificaciones in situ) y sobre ello se debe contratar una supervisión o es efectuada directamente por la concesionaria, la cual es estricta y rigurosa, las cuales conllevan a un mayor costo del servicio.

Esta solución va a la vanguardia con la tecnología, cuyo desarrollo es efectuado por los países extranjeros como China, Corea y los países de Europa como Alemania y en Sudamérica Brasil.

El ente fiscalizador del OSINERGMIN dentro de sus procedimientos tiene exigencias que deben cumplir las empresas distribuidoras, entre ellas que las lecturas deben ser mensuales y se efectúan supervisiones específicas para su

cumplimiento, sin embargo, en muchos casos se traducen en las facturaciones plasmadas en los recibos de energía, que finalmente son canceladas por los clientes o antes de su cancelación manifiestan no estar de acuerdo y efectúan las reclamaciones del servicio

2.3.3. Transcendencia para la sociedad quienes se benefician con los resultados de la investigación – Revelancia social

A nivel nacional se está comprobando que este sistema es relativamente nuevo, hay uno similar, pero a su vez es diferente, se va a motivar que se implemente y se normalice este sistema, así también será necesaria la variación de los precios regulados, análisis adicionales, que deben ser regulados por el Ministerio de Energía y Minas y el OSINERGMIN ente normativo, regulador y fiscalizador.

Este sistema está dirigido para los mercados, centros comerciales, departamentos multifamiliares, o similares, donde se tienen muchos suministros los cuales requieren de una medición, que sea accesible a los clientes que pueda ser ubicada en su local, su departamento de tal forma que de manera interna los clientes podrán visualizar su lectura y consumo de energía y a su vez que sea centralizada. Se benefician los clientes de estos locales y la empresa para un mejor control y administración de los consumos de energía.

2.4 Objetivos

2.4.1. Objetivo general

Mejorar la calidad de lectura y reducir los costos de servicio de medición, mediante el desarrollo de un sistema de medición a distancia en la empresa Electro Puno S.A.A.

2.4.2. Objetivos específicos

- Evaluar la mejora de la calidad de lectura, aplicando un sistema de medición a distancia del consumo de energía eléctrica.

- Cuantificación de la reducción de los costos del servicio, aplicando un sistema de medición a distancia del consumo de energía eléctrica.

2.5 Hipótesis

Preguntas para determinar las hipótesis

¿Es factible desarrollar un sistema de medición a distancia?

¿Con un sistema de medición a distancia, se mejora la calidad de lectura?

¿Con un sistema de medición a distancia, se reducen los costos del servicio?

2.5.1. Hipótesis General

Con el desarrollo del Sistema de Medición a Distancia, en la empresa Electro Puno S.A.A., se mejora la calidad y se reducen los costos en los suministros de los usuarios.

2.5.2. Hipótesis Especificas

- Con el desarrollo del Sistema de Medición a Distancia, en la empresa Electro Puno S.A.A., se mejora la calidad de lectura en los suministros de los usuarios.
- Con el desarrollo del Sistema de Medición a Distancia, se reducen los costos del servicio de medición, en los suministros de los usuarios.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y METODOS

3.1. Lugar de Estudio

3.1.1. Proyecto de Medición a Distancia en Plaza Internacional Virgen de las Mercedes

El proyecto de estudio se ha desarrollado y ejecutado en la Plaza Internacional Virgen de las Mercedes ubicada en la misma Ciudad de Juliaca, donde se ha instalado 725 suministros de nuevas conexiones a los locales comerciales de venta de abastos y otros, con la instalación del medidor inteligente con el equipamiento para medición a distancia.

El suscrito en la fecha de elaboración, ejecución e implementación del proyecto me desempeñaba en el cargo de Gerente de Comercialización de Electro Puno, por lo que asumía la responsabilidad del proyecto desde la aprobación y escalar dicha aprobación a la Gerencia General con la opinión favorable de la Gerencia de Planeamiento.

En esa función y puesto, logré enrumbar y gestionar el mismo, a pesar de las siguientes dificultades que se describe a continuación, en los detalles del proyecto, motivó también el retraso de su ejecución, por decisiones de la empresa, de los usuarios y los trámites de importaciones desde China hacia el Perú, así como el cambio de la institución para homologar los medidores de INDECOPI a INACAL.

3.2. Población

La población comprende a todos los locales de venta o comerciales de productos de abastos y otros, en un total de 725 donde se han instalado los nuevos suministros con la instalación del medidor inteligente con el equipamiento para medición a distancia.

3.3. Muestra

La muestra del presente proyecto es a todos los suministros con nuevas conexiones que incluye el medidor inteligente.

El alcance del proyecto es la instalación de medidores con equipos de sistema de medición remota, como nuevos suministros, con muchas ventajas para la empresa distribuidora y al cliente.

3.4. Método de Investigación

3.4.1. Descripción del proyecto

El proyecto consistente en lo siguiente:

- Instalación de nuevos suministros, donde se incluye un medidor con medición a distancia, denominados medidores INTELIGENTES AMI, con características especiales de medición remota, transmisión de datos y poder efectuar cortes y reconexiones sin necesidad de desplazarse al lugar físico de las instalaciones y de los suministros.
- El sistema de medición, requiere además de un concentrador, como se muestra en el siguiente esquema, donde controla la cantidad aproximada de 750 medidores monofásicos y/o medidores trifásicos.
- La señal del concentrador que contiene la medición de todos los medidores INTELIGENTES AMI de los suministros de los clientes (instalado cerca del transformador de distribución) debe ser transmitida hacia el servidor que está instalado en el local de ELECTRO PUNO sede Juliaca en la sala de servidores o en las oficinas comerciales

El siguiente esquema muestra el diagrama unifilar del proyecto.

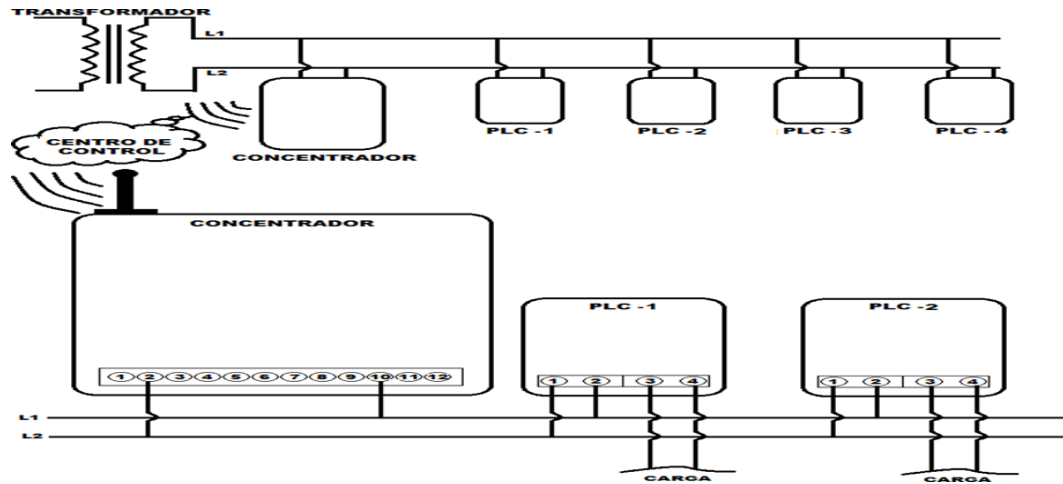


Figura 11. Diagrama Unifilar del proyecto

Fuente: Concepción (2015).

De igual forma, esquemáticamente tenemos:

Además de las instalaciones de las conexiones a los suministros está la transmisión de datos del concentrador al servidor en nuestras oficinas donde se ubican físicamente los datos de las mediciones de todos los suministros de los clientes en este caso de los comerciantes de mercado Virgen de las Mercedes.

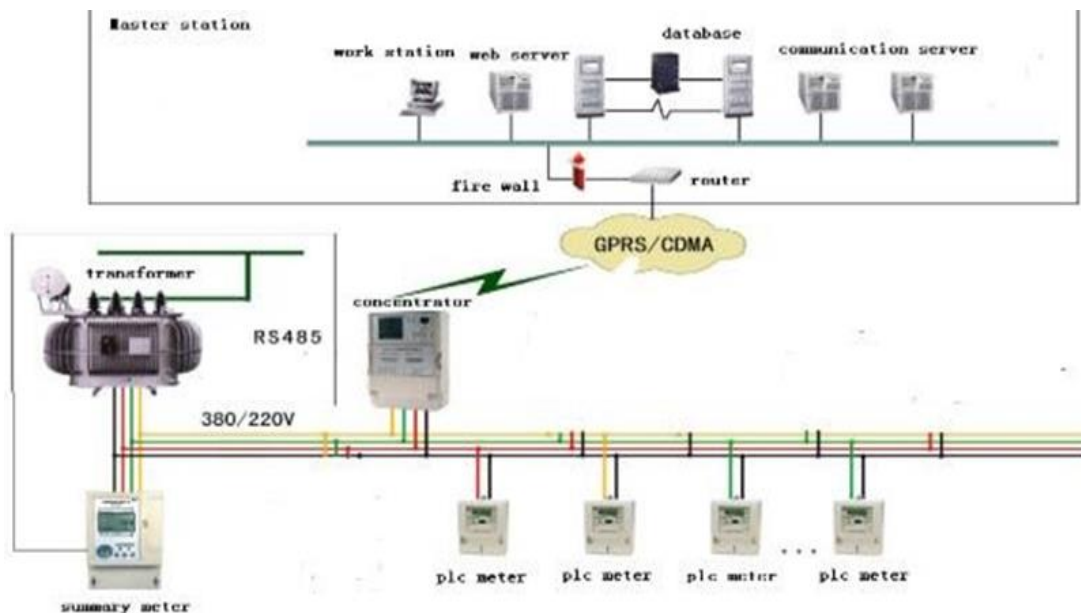


Figura 12. Esquema de las conexiones

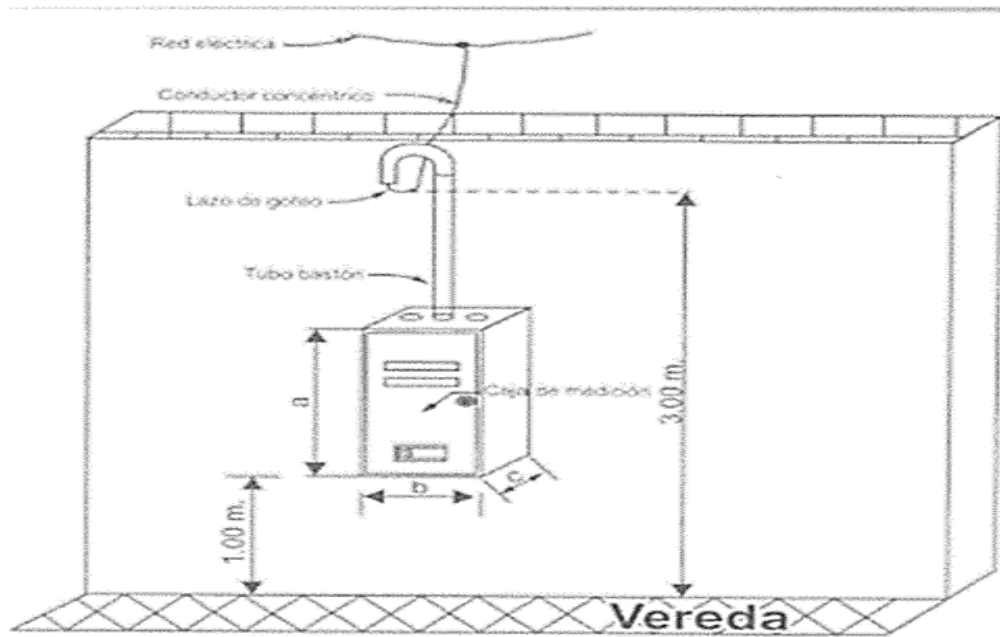


Figura 13. Conexión domiciliar del Proyecto.

Fuente: Concepción (2015).

3.4.2. Presupuesto

El presupuesto aproximado del proyecto, será de la siguiente manera:

Cliente : ELECTRO PUNO S.A.A. MDO LAS MERCEDES ATT : Ing Luis Landa REF : PILOTO AMR MERCADO LAS MERCEDES JULIACA		DATOS DEL PROVEEDOR RUC: 20264052549 COTIACION SM 003-2014 LIMA , 22 DE Abril 2014			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	Costo a pro rata según 725 usua	TOTAL
1	725	Pza.	Sistema inteligente de medida via gprs con medidores plc,2 concentradores, con comunicación GPRS, 1 medidor totalizador 1 software operativo mas 1 software sql copia del fcate, 1 servidor de 3 1.8 Ghz, 2 discos de 1 tb, 8gb ram windows 2012, y cjs portamedidor diseñadas para los medidores plc	N SOLES 270.00	N SOLES 195,750.00
TOTAL NUEVOS SOLES					195,750.00

CONDICIONES DE LA OFERTA

PRECIO TOTAL Expresado en NUEVOS SOLES
 Precio incluye instalacion del sistema , pruebas
 precio incluye caja portamedidor para el medidor plc
 precio incluye capacitacion a la concesionaria para el manejo del sistema

FORMA DE PAGO : 50 % con la orden de compra 50 % con la entrega del producto

Figura 14. Presupuesto del proyecto

Este costo será asumido por el cliente, donde cada suministro es un local comercial del centro de abastos de la Asociación Virgen de las Mercedes, ubicado en la zona del mercado de la ciudad de Juliaca de la Región Puno.

Un Sistema Inteligente de medida vía GPRS con medidores PLC, incluye lo siguiente:

- Medidores PLC en una cantidad aproximada de 725 medidores.
- Dos concentradores con comunicación GPRS
- Un medidor totalizador
- Un software del sistema de medición
- Un servidor con sistema operativo para la instalación del software operativo
- Un software SQL Express
- Caja porta medidor en una cantidad de 725 cajas.

El tiempo de entrega del producto como SISTEMA DE MEDICION es de 90 días, luego de haber recibido como adelanto un 50% del total del costo del equipo.

Este presupuesto lo asume el cliente como parte de las coordinaciones con el proveedor la empresa SERMESA, donde el papel de ELECTRO PUNO, ha sido la de coordinar y ver aspectos técnicos y viabilidad, así como de poder firmar un convenio para la venta vía la denominada consignación.

Así también, se ha solicitado al proveedor que, si se concreta este proyecto, en la ejecución se debe solicitar que se debe dejar una cantidad de medidores a modo de seguridad, para que si ocurriera algún percance con el medidor se pueda cambiar inmediatamente, luego se solicita su reemplazo como parte de la aplicación de los seguros del convenio.

ELECTRO PUNO, tendría que asumir lo siguiente como presupuesto.

Presupuesto de gastos del proyecto

Tabla 1

Presupuesto de gastos del proyecto

Item	Descripción	Cantidad	P.U. S/.	Sub Total S/.
1	Un IP fijo	1	650.00	650.00
2	Tarjeta de SMS de 1 Gb.	2	70.00	140.00
TOTAL				790.00

Así mismo se tendría que asumir el costo mensual de envío de mensajes con lecturas para su facturación, siendo 725 usuarios.

Tabla 2

Costos de las actividades de Lectura de Medidores y Cortes y reconexiones

Beneficios Costo	Convencional Actual Unitario	Remoto Futuro	Convencional Pago mes S/.	Remoto Pago Mes S/.
De lecturas	0.30		217.50	
Lectura remota		0.15		108.50
De corte 10%	5.01	0	363.23	790.00
De Reconexión 10%	5.19	0	376.28	
Total S/.	10.20	0.15	957.00	108.75

Nota: En el cuadro anterior se puede ver que el proyecto de ejecutarse sería rentable.

3.4.3. Beneficio del proyecto

La finalidad y el objetivo del presente proyecto, tiene el propósito de tecnificar el proceso de facturación, se ha considerado el empleo de medidores que permitan la lectura del consumo de energía de cada suministro de manera remota, corte y reconexión a distancia y transmisión de datos que requiere la Empresa de Distribución de Energía ELECTRO PUNO S.A.A. para efectuar el proceso de facturación de los recibos de energía, por ello se propone el uso de medidores INTELIGENTES AMI que cuentan con las siguientes ventajas:

- Lectura remota de consumo de energía de medidores.

- Se pueden ejecutar el corte y reconexión de energía de manera remota, sin presencia física en los suministros de energía con deudas.
- Transferencia de datos en línea, cuando lo requiera el operador de este sistema.

Principales beneficios:

- Ahorro en el costo de la lectura manual del medidor.
- Eliminación de errores en la lectura o lecturas falsas.
- Gestión automática de datos y lectura para la Facturación del consumo de energía en tiempo real.
- Disponibilidad de data para elaboración de perfil de consumo del usuario
- Detección de manipuleo, apagado etc.

Por ello, se ha planteado la instalación de medidores INTELIGENTES AMI, con la siguiente premisa:

Proyecto Piloto en los siguientes Centros Comerciales:

- a. Centro Comercial las Mercedes, con un aproximado de 1000 usuarios.
- b. Centro Comercial San José II Etapa, con un aproximado de 1500 usuarios.
- c. Centro Comercial San José I Etapa, con un aproximado de 1000 usuarios.

Se ha concretado las instalaciones en la Asociación Virgen de las Mercedes.

Estos Centros Comerciales permitirán hacer la prueba de la conexión remota de manera precisa y más aun considerablemente masiva, caso que no podríamos realizar por el momento en circuitos ya existentes, esto debido al costo que todavía no se ha regulado para el empleo de medidores INTELIGENTES AMI.

Se ha realizado reuniones con el Comité Central de Electrificación que conforman 15 comités, con quienes se llegó a coordinar sobre la instalación de medidores a costo de cada usuario, siendo la posibilidad inicial de que el Comité Central de Electrificación, haría entrega de las acometidas domiciliarias incluidos los medidores a Electro Puno S.A.A.

Este proyecto incluye 2 transformadores y las redes están diseñadas para que cada usuario tenga dentro de su stand su medidor, para así tener un mejor control de su consumo y de sus pagos. (Desechándose la instalación de medidores colectivos). Para esto se escogió sistemas de fácil instalación como son los medidores INTELIGENTES AMI con envío de data al concentrador vía PLC y envío de data del concentrador a la estación central de la concesionaria vía GPRS; evitándose de esta manera el uso adicional de cables RS u otros ya que la información viaja a través de la misma línea que energiza al medidor. El sistema de transmisión de data vía PLC es el más apropiado y conveniente en sitios de concentración extrema, asimismo el sistema AMI tiene un propósito antifraude.

Este sistema se instala por lo general en zonas de alta concentración de usuarios como con los Centros Comerciales con medición individualizada, zonas residenciales o comerciales, Malls, edificios de uso comercial o residencial.

3.4.4. Estructura del sistema

La tecnología TECHEN AMI está compuesta por 3 niveles.

- TOP LAYER (NIVEL SUPERIOR) SISTEMA DE GESTION DE LECTURA REMOTA DE LA MEDICION.
- MIDDLE LAYER (NIVEL MEDIO) CONCENTRADOR DE DATOS.
- BOTTON LAYER (NIVEL INFERIOR) PANEL DE MEDICION

DISPOSICION GENERAL DE COMUNICACIÓN Y CONEXIÓN

A. Descripción de la solución.

Este sistema se instala por lo general en zonas de alta concentración de usuarios con dificultad para la lectura como son los Centros Comerciales con medición individualizada, zonas residenciales o comerciales, Malls, edificios de uso comercial o residencial.

En esta solución el medidor puede ser instalado en cada Stand si se trata de Centros Comerciales. El Medidor dispone de un módulo PLC para comunicarse con el concentrador; no hay necesidad de desplegar cables adicionales, es conveniente para la comunicación. Puerta de enlace de comunicación:

- Concentrador de datos al servidor vía GPRS
- Del medidor al concentrador VÍA PLC

B. Funciones principales de la solución:

- Lectura del consumo en el medidor, se realiza vía remota (a distancia).
- Facturación diaria y mensual automática,
- Corte y Reconexión a distancia.
- El medidor tiene incorporado un relé que permite el corte y reconexión a distancia, evitándose así tiempo y gastos innecesarios de servicios que pueden o no llegar a tiempo a prestar el servicio, dado que el medidor estará instalado dentro del stand del usuario.
- Lectura de eventos anormales.
- El sistema puede detectar cualquier evento anormal como fraude, apagado, sobre voltaje, etc. lo reporta y lo graba en la estación central Componentes principales del sistema.

3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos

3.5.1. Del objetivo de la Calidad de lectura de medición

3.5.1.1. Puesta en servicio del sistema de Medición Remota en Virgen de las Mercedes

Para llevar a cabo la actividad de puesta en servicio del sistema de medición remota de energía eléctrica en el Mercado de Abastos de Virgen de las Mercedes en Juliaca, se ha desarrollado dos etapas principales:

- La revisión y ajustes en laboratorio en fábrica efectuada en el extranjero en la ciudad de China, su traslado al puerto del Callao y luego su traslado a la ciudad de Juliaca, todo ello previo a la instalación, los equipos fueron verificados directamente en el local del mercado de Virgen de las Mercedes (Juliaca).

- En la segunda etapa se procedió con la instalación del medidor y el sistema del concentrador de datos en campo, físicamente en la subestación de distribución.

Por lo anterior seguidamente tenemos los detalles de estas dos etapas:

A. Revisión y ajuste en Laboratorio

Los medidores fueron enviados de fábrica donde se realizaron las respectivas pruebas y para su ingreso a Perú debía contarse con la homologación de los medidores el misma que fue realizado por la empresa SERMESA, luego de dicho cumplimiento ante el INACAL, se efectuaron con el ensamblaje correspondiente para los traslados marítimos de Europa a Perú en el Puerto del Callao, a su arriba ya fueron retirados y trasladados a la ciudad de Juliaca, exactamente en el local del Centro de Abastos Virgen de las Mercedes.

Estas actividades involucran a los medidores, concentrador de datos y la estación central, las cuales se describen a continuación:

- Prueba en laboratorio de medidores, concentrador y estación central.
- Revisión y ajuste del equipo de comunicación de la Estación Central y el concentrador de datos.
- Pruebas en oficina de Electro Puno S.A.A., de los medidores, concentrador y estación central.

B. Revisión y ajuste de los medidores y concentrador de datos en sitio

En todo proyecto siempre se hace necesario realizar las pruebas y ajustes a los equipos que fueron realizados en fábrica y en sitio se realiza la verificación por el tema de la transmisión de las frecuencias de transmisión y recepción de cada uno de los medidores, del concentrador de datos con la estación central ubicado en la Oficina de Electro Puno en Juliaca.

En todos los medidores se han verificado estas comunicaciones en la ciudad de Juliaca en Electro Puno S.A.A. y luego se han desplazado al centro de Abastos Virgen de las Mercedes, con la finalidad de asegurar la confiabilidad de la medición del consumo de energía eléctrica, en el caso de los medidores además se efectuaron las verificaciones de las mediciones de energía eléctrica realizadas por el área técnica de nuevos suministros.

C. Revisión y ajuste del equipo de comunicación de la estación central y concentrador de datos

La revisión y ajuste de los equipos consiste en verificar y confirmar la frecuencia, parámetros de transmisión y recepción programada, en los equipos de comunicación GPRS de datos del concentrador y la estación central.

3.5.1.2. Puesta en servicio del sistema de medición

Realizada las pruebas y verificaciones previas del medidor, el concentrador y la estación central, se tuvo listo para realizar la puesta en servicio del Servicio de Medición Remota en el Centro de Abastos Virgen de las Mercedes, con aproximadamente 725 suministros o usuarios del servicio de energía eléctrica.

Las actividades que contempla la puesta en servicio del sistema son las siguientes:

- Instalación y puesta en servicio de los medidores.
- Características de la infraestructura eléctrica de baja tensión.
- Instalación y puesta en servicio del concentrador de datos.

A continuación, se realiza una descripción de cada una de las actividades.

Revisión y ajuste en Laboratorio

Como se ha descrito en el ítem anterior los medidores ya probados se ha iniciado su instalación en cada uno de los stands de los comerciantes del Mercado de Abastos Virgen de las Mercedes.

Los medidores inteligentes AMI fueron instalados en cada uno de sus locales de los comerciantes, además que previamente fueron revisados y verificados las cajas portamedidores, por parte del personal del área técnico comercial de Electro Puno S.A.A., se tomó en consideración los siguientes pasos:

- Se informa al propietario del local que se va a proceder con la instalación de la conexión domiciliaria, desde la acometida, la caja portamedidor, el medidor inteligente AMI y el interruptor termomagnético (equipo de protección).
- Se repite este mismo paso anterior, hasta concluir con la instalación de los 725 medidores.

La Figura 5.4, muestra los medidores inteligentes AMI instalados en los locales comerciales, trabajos realizados durante la puesta en servicio del Sistema de Medición Remota de Energía Eléctrica en el Mercado de Abastos Virgen de las Mercedes Juliaca.



Figura 15. Foto del medidor en el mercado



Figura 16. Foto del medidor en el Mercado

Se verifica el funcionamiento del medidor, a través de la estación central, mediante la ejecución del comando leer medidor individual. El comando deberá ser recibido y procesado por el medidor, quien enviará la información requerida al concentrador, vía red eléctrica, y posteriormente el concentrador enviará los datos a la estación central vía enlace de comunicación. Se puede realizar la misma prueba utilizando una computadora portátil, con el software de la estación central, conectándose al puerto serial del concentrador y ejecutando los comandos correspondientes, agilizando los trabajos de prueba y mantenimiento al realizarse en forma local.

Se coloca el arillo para evitar que se desprenda el medidor de la base y se procede a colocar un nuevo sello de seguridad.

Se obtiene la lectura del medidor que se encuentra instalado para ser reportado a la oficina donde se encuentra la Estación Central es decir el área de Facturación de Electro Puno S.A.A., aplicando el procedimiento de toma de lectura.

Se coloca en posición de encendido el interruptor general del usuario y se verifica que el suministro de energía eléctrica se encuentre totalmente normal

Características de la infraestructura eléctrica de baja tensión

Con la puesta en servicio en el centro de abastos, previamente se realizó la inspección de campo, para conocer en detalle la infraestructura de la red de baja tensión instalada que tenía instalada, en este caso existen dos transformadores de distribución a una tensión de 10.0 kV y una capacidad de 100 KVA cada uno, la red de baja tensión trifásica en 380/220 voltios con neutro corrido.

La red de baja tensión se compone de cableado de aluminio autoportante de 7 hilos de sección 25 mm² (3x25+1x16+N25 mm²), con sistema aéreo y un conductor con neutro cableado de 7 hilos temple duro, auto soportado con la estructura del techo de material de fierro galvanizado de propiedad del Mercado de Abastos Virgen de las Mercedes.

La red de baja tensión proporciona el servicio de energía eléctrica a 725 locales que pertenecen a 4 manzanas, como se observa en la Figura 5.2. Además, se considera la instalación de dos medidores trifásicos un totalizador del transformador, con medición indirecta y otro de alumbrado público con conexión directa, todo ello con la finalidad de obtener información del consumo de energía eléctrica total y por diferencia con los medidores de los usuarios determinar las pérdidas de energía de las redes de distribución interna del centro de abastos.

La ubicación para instalar el concentrador de datos en la red de baja tensión, se realiza considerando la ubicación del transformador de distribución, porque su instalación en el tablero lo permite, contar con la seguridad y no requiere de otro tablero de distribución, por la cantidad se han requerido dos concentradores de datos.

Por lo anterior el número total de medidores que fueron instalados y a la fecha atendidos y mensualmente facturados es de 725, dos medidores trifásicos, dos concentradores de datos, el equipo GPRS y el software correspondiente en una estación de computadora personal específica.

Las siguientes actividades se realizaron por el personal a cargo del proyecto, ya que requieren conocimientos específicos del diseño e implementación del mismo, de parte de la empresa SERMESA y el apoyo técnico de Electro Puno

S.A.A. y con pleno conocimiento de los usuarios comerciantes del mercado de abastos

Se coloca y se realiza el cableado necesario de la comunicación entre el concentrador de datos de medición y la salida de la comunicación, en la parte interna del tablero de distribución. Se Atornilla firmemente los conectores y se aplica cinta aislante para evitar filtraciones o humedad sobre los conectores de antena y la comunicación.

Verificar que la fuente de alimentación, módem y la salida de comunicación GPRS celular, se encuentren en la posición de encendido (ON).

De esta forma el concentrador de datos de medición se encuentra debidamente instalado y en espera de realizar las pruebas al concluir con la instalación de los medidores.

La Figura 5.3 muestra el concentrador de datos instalado en el gabinete del tablero instalado en la estructura del transformador



Figura 18. Fotos de la instalación de los equipos del Proyecto Virgen de las Mercedes



Figura 19. Foto del medidor totalizador y el concentrador en el Mercado Virgen de las Mercedes



Figura 20. Instalación de concentrador en gabinete del tablero en la estructura de la subestación

Nota: Vista del interior del tablero

3.5.2. Del objetivo de la Reducción de Costos

3.5.2.1. Costos de las Actividades Reguladas del Valor Agregado De Distribución VAD, Cargo Fijo, Toma de Lectura y Cortes y Reconexiones

A. Tarifas eléctricas Valor agregado de distribución

La tarifa de la energía eléctrica en el Perú es regulada, la misma que es fijada por la Gerencia de Regulación de Tarifas (ex Gerencia Adjunta de Tarifas Eléctricas del Osinergmin y ex Comisión de Tarifas Eléctricas), es decir se fijan los valores máximos que las empresas distribuidoras deben cobrar por los conceptos definidos de las actividades del servicio eléctrico principalmente del valor unitario de la energía eléctrica por kWh y otros como el cargo fijo que incluye las actividades comerciales desde la toma de lectura de los medidores, el proceso de facturación, la emisión de los recibos y la cobranza de los mismos.

Este proceso de regulación se inicia desde la fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos, establecidos en periodos tarifarios desde el año 1997 cuya vigencia es de cuatro años es decir ya se ha efectuado cinco periodos (1997-2001, 2001-2005, 2005-2009, 2009-2013, 2013-2017), debiéndose desarrollar 2017-2021, sin embargo, de acuerdo a las modificaciones normativas de los años 2016 y 2017 el proceso del VAD que se realizaba a nivel nacional por sectores típicos a la fecha está se realizará por cada empresa concesionario la misma que se ha separado en dos etapas la primera por empresas privadas como Lima e Ica para este año 2018 (a partir de noviembre) y para el año 2019 las empresas del resto del país de propiedad del estado en su mayoría.

La fijación de las tarifas se realiza siguiendo del “Procedimiento para fijación de las tarifas de Distribución Eléctrica: Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos”, contenido en el Anexo B.1 de la norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD. (OSINERGMIN, 2016b).

Al respecto el artículo 66 de la Ley de Concesiones Eléctricas DL N° 25844 (M. de E. y M. de la R. del Perú, 1992) (M. de E. y M. Perú, 1993) (M. de E. y M. Perú, 2006) establece que el VAD se calculará para cada empresa de distribución

eléctrica considerando determinados sector de distribución típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del OSINERGMIN. Para efectos de la fijación del VAD y Cargos Fijos 2013-2017, el Ministerio de Energía y Minas estableció los sectores de distribución típicos a través de la Resolución Directoral N° 054-2012 EM/DGE, las que se indican a continuación:

- Sector de Distribución Típico 1: Urbano de alta Densidad
- Sector de Distribución Típico 2: Urbano de media Densidad
- Sector de Distribución Típico 3: Urbano de baja Densidad
- Sector de Distribución Típico 4: Urbano rural
- Sector de Distribución Típico 5: Rural de media Densidad
- Sector de Distribución Típico 6: Rural de baja Densidad
- Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): SER calificados según la Ley General de Electricidad Rural (LGER) (Ley general de electrificación rural - LEY N 28749, 2007; Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales - NTC SER - 016-2008, 2008; Ley General de Electrificación Rural - Ley N 28749, 2020).
- Sector de Distribución Típico Especial: Coelvisac (Villacuri).

El artículo 67 de la LCE señala que el VAD se calculará mediante estudios de costos encargados por las empresas de distribución eléctrica a empresas consultoras, precalificadas por OSINERGMIN, el que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el desarrollo de los estudios se llevan a cabo en concesiones seleccionadas por OSINERGMIN, en las cuales se evalúan cada uno de los sectores de distribución típicos, según lo dispuesto en el artículo 146 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Los Términos de Referencia fueron registrados por OSINERGMIN en su página web www.osinergmin.gob.pe (Regulación Tarifaria Procedimientos Regulatorios, Valor Agregado de Distribución, Fijación Noviembre 2013), donde fueron consultados y descargados por los usuarios.

Etapas del Estudio de Costos del VAD

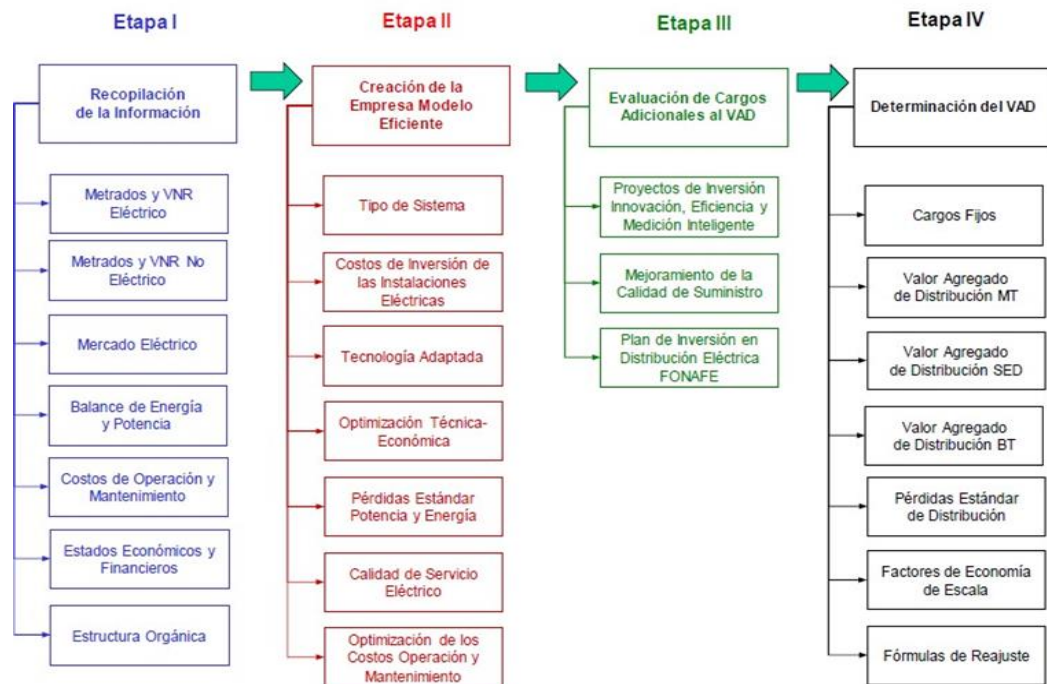


Figura 21. Etapas del estudio de costos del VAD RCD N° 080-2012Fijación de Precios Regulados

Las empresas consultoras fueron las siguientes:

Tabla 3

Lista de empresas consultoras del VAD

Ítem	Empresas y/o Consorcio	Preferencia de Sector Típico
1	Desarrollo con Ingeniería Contratistas Generales S.A.	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
2	Quantum Andes S.A.C.	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
3	Consorcio BA Energy Solutions ES S.A.C. – BA ES S.A.1	
4	Consorcio Consultores Superv. y Asesores Nacionales S.A.C. – Innovación y Tecnología Consultores	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
5	Centro de Conservación de Energía y Ambiente	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
6	Synex Ingenieros Consultores Ltda.	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
7	Servitech Ingenieros SRL	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
8	Consorcio Indra Perú SA – Indra Sistemas S.A.	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
9	Lahmeyer Agua y Energía SA	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
10	Hexa International SAC	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER
11	Consorcio Sigla SA – Sociedad Integrada de Consultoría SAC	2, 3, 4, 5, 6, Especial y SER

Nota: Las concesiones (sistemas eléctricos modelos) seleccionados fueron los siguientes

Tabla 4
Sistemas eléctricos Modelo por empresas por sectores típicos

Sector Típico	Empresas Responsable	Sistema Eléctrico Modelo
Sector Típico 1	Luz del Sur	Lima Sur
Sector Típico 2	Seal	Arequipa
Sector Típico 3	Electrocentro	Tarma-Chanchamayo
Sector Típico 4	Electro Sur Este	Valle Sagrado 1 (Calca, Pisac y Urubamba)
Sector Típico 5	Electrocentro	Cangallo-Llusita
Sector Típico 6	Electrocentro	Huancavelica Rural
Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	Electronoroeste	SER Sullana IV Etapa
Sector Especial	Coelvisac	Villacuri

B. Procedimiento de fijación

El procedimiento de fijación del VAD y Cargos Fijos 2013-2017 RCD N° 203-2013 OS/CD (OSINERGMIN, 2007a), se inició en octubre 2012 con el encargo de los estudios de costos del VAD por parte de OSINERGMIN, a las empresas de distribución eléctrica elegidas como responsables de cada sector típico, comunicándose la lista de empresas consultoras precalificadas por OSINERGMIN para el desarrollo de los estudios, los Términos de Referencia para su elaboración y las concesiones seleccionadas (sistemas eléctricos modelos) donde se evaluaron cada uno de los sectores.

En la fecha del 05 de noviembre del 2012, las empresas responsables, adjudicaron y contrataron a las empresas consultoras, denominados consultores VAD, para cada sector de acuerdo a lo siguiente:

Tabla 5

Listado de consultor VAD por Sistema Eléctrico Modelo del INF-0432-2013-GART

Sector Típico	Empresas Responsable	Sistema Eléctrico Modelo	Consultor VAD
Sector Típico 1	Luz del Sur	Lima Sur	Synex Ingenieros Consultores Ltda. (SYNEX)
Sector Típico 2	Seal	Arequipa	Consortio Sigla SA – Sociedad Integrada de Consultoría SAC (SIGLA – SIDEC)
Sector Típico 3	Electrocentro	Tarma-Chanchamayo	Servitech Ingenieros SRL (SERVITECH)
Sector Típico 4	Electro Sur Este	Valle Sagrado 1 (Calca, Pisac y Urubamba)	Hexa Internacional SAC (HEXA)
Sector Típico 5	Electrocentro	Cangallo-Llusita	Quantum Andes SAC (QUANTUM)
Sector Típico 6	Electrocentro	Huancavelica Rural	Centro de Conservación de la Energía y del Ambiente (CENERGIA)
Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	Electronoroeste	SER Sullana IV Etapa	Desarrollo con Ingeniería Cont. Gen. SA (DISA)
Sector Especial	Coelvisac	Villacuri	Lahmeyer Agua y Energía SA (LAHMEYER)

Los consultores VAD desarrollaron los estudios tomando como base el sistema eléctrico modelo de cada sector, bajo la supervisión de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria GART contratados para el seguimiento de las actividades y revisión de los informes de los estudios, así como de la formulación de las observaciones correspondientes.

Tabla 6

Lista de supervisores VAD por Sector Típico del INF -0432-2013-GAT

Sector Típico	Supervisor VAD
Sector Típico 1	Consortio BA Energy Solutions SAC – BA Energy Solutions SA (BA ENERGY SOLUTIONS)
Sector Típico 2, 3 y Especial	Consortio Cosanac SAC – PEPSA – IT Consultores SA (COSANAC –PEPSA-IT)
Sector Típico 4, 5, 6 y SER	Prieto Ingenieros Consultores SA (PRICONSA)

Los consultores VAD presentaron el Informe Final, que fueron publicados por la GART en la página web www.osinergmin.gob.pe (Regulación Tarifaria Procedimientos Regulatorios, Valor Agregado de Distribución, Fijación Noviembre (2013). Asimismo, se convocó a Audiencia Pública para la exposición y sustentación por parte de los consultores VAD de los informes finales. Las audiencias se llevaron a cabo los días 24 y 25 de abril del 2013 en Lima.

Seguidamente, la GART formuló las observaciones a los informes finales el 24 de mayo del 2013, de conformidad con la LCE y su Reglamento. Así también, los consultores VAD presentaron el 07 de junio del 2013 la absolución de las observaciones y los informes finales definitivos, que fueron publicados en la página web de OSINERGMIN, y analizados por la GAR con los supervisores VAD.

Los resultados de los análisis de los informes finales definitivos, presentados por los Consultores VAD, fueron presentados en la Publicación del Proyecto de Resolución de Fijación del VAD y Cargos Fijos 2013-2017, realizada el 22 de julio del 2013 a través de la Resolución OSINERGMIN N° 149-2013-OS/CD. El proyecto de Resolución fue sustentado por los especialistas de la GART en Audiencia Pública Descentralizada llevadas a cabo el día 06 de agosto del 2013 en Lima y Arequipa y el 07 de agosto del 2013 en Lima y Huancayo.

Posteriormente, hasta el 06 de setiembre de 2013, se recibieron las opiniones y sugerencias de los interesados con relación al proyecto de resolución, las cuales fueron analizadas por la GART, incorporándose en la resolución de fijación, aquellas que fueron aceptadas total o parcialmente.

Los resultados se muestran en el siguiente ítem.

Los resultados del VAD y Cargos Fijos son los siguientes:

Valores Agregados de Distribución (S./KW-mes)

Tabla 7

Valores agregados de distribución por sectores típicos

Parámetro	ST 1	ST 2	ST 3	ST 4	ST 5	ST 6	SER	SER	SER	SER	Sector Especial
							100%	100%	100%	100%	
							ES prepago	ES pospago	EM prepago	EM prepago	
VADMT	11,862	10,898	20,599	25,041	48,671	36,561	75,064	79,879	168,062	172,858	19,403
VADBT	42,813	44,607	59,022	90,099	95,267	109,532	141,652	147,945	322,773	318,342	32,885
VADSED	5,806	9,089	16,036	15,064	21,000	20,464	38,127	40,987	63,510	66,369	21,120

Para las zonas de la Amazonía, bajo el ámbito de la Ley 27037 Ley de Promoción de la Inversión de la Amazonía, los valores aplicables son los siguientes del informe INF 0432-2013 GART

Tabla 8

Valores agregados de distribución por sectores típicos de la Amazonía

Parámetro	ST 2	ST 3	ST 4	ST 5	ST 6	SER	SER	SER	SER
						100%	100%	100%	100%
						ES prepago	ES pospago	EM prepago	EM prepago
VADMT	11,552	21,835	26,543	51,591	38,755	79,589	84,672	178,146	183,229
VADBT	47,283	62,563	95,505	100,98	116,104	150,151	156,822	342,139	337,443
VADSED	9,816	17,319	16,269	22,680	22,101	41,177	44,266	68,591	71,679

Cargos fijos (S/. mes)

Tabla 9

Cargos fijos por sectores típicos

Parámetro	ST 1	ST 2	ST 3	ST 4	ST 5	ST 6	SER	Sector Especial
CFE	2,304	2,860	2,939	3,467	3,704	3,750	4,944	3,477
CFS	2,880	5,957	7,661	11,870	12,786	12,990	15,740	9,173

CFH	3,630	5,957	7,661	13,036	14,360	14,740	15,740	9,173
CFEAP	3,398	3,097	5,179	3,467	3,704	3,750	4,944	3,477
CCSP códigos	2,046	2,046	2,046	2,648	2,648	2,648	3,388	2,046
CCSP tarjetas	2,046	2,046	2,046	2,370	2,370	2,370	3,388	2,046
CFHCO	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074
CFE (1)	---	---	---	1,872	2,000	2,025	2,670	---

Nota: Lectura semestral

La regulación de las tarifas del servicio de energía, comprenden los costos eficientes en que se incurren para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, las mismas que permiten la prestación del servicio público de electricidad.

Estas actividades de generación, transmisión y distribución se desarrollan con un régimen de concesión o autorización a través de operadores independientes, ya sean privados o públicos, reservándose el Estado el rol normativo, regulatorio (fijación de tarifas) y de supervisión y fiscalización.

Asimismo, el valor agregado de distribución VAD según el artículo 64 de la LCE, considera los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.
- Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada

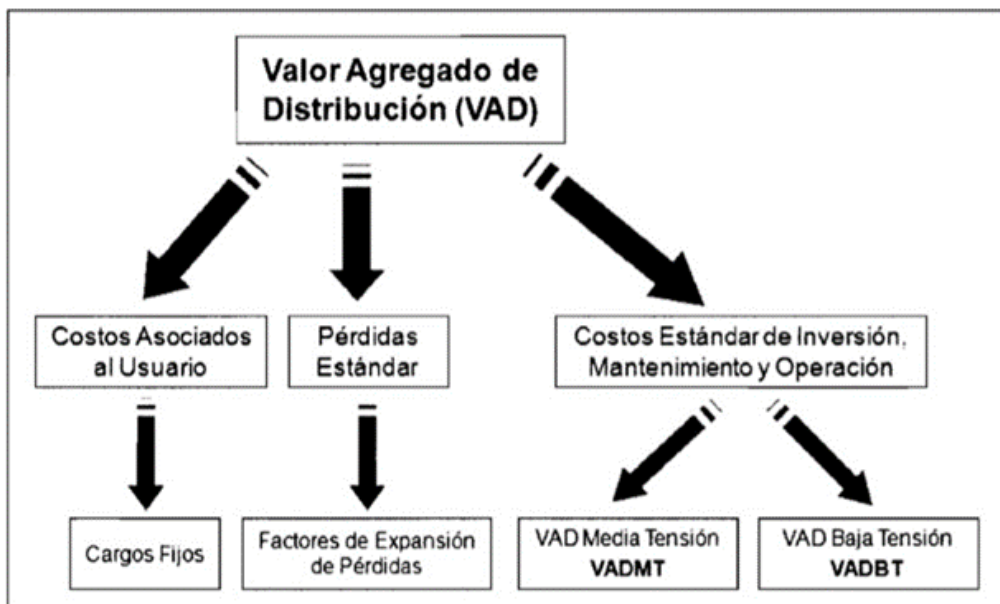


Figura 22. Componentes del valor agregado de distribución

Fuente: Inga et al. (2013).

Para ser más específicos y es parte del presente trabajo de tesis, el cargo fijo son los costos asociados al usuario y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo de la energía (luz).

El sector típico 2 denominado de media densidad, es parte del trabajo de esta tesis de grado pues corresponde al Sistema Eléctrico Juliaca, donde se ha desarrollado la medición remota específicamente en el Mercado de Abastos de Virgen de las Mercedes ubicado en la ciudad de Juliaca

Para el periodo 2013-2017 se inició en noviembre 2013 con los valores indicados en el siguiente cuadro:

Tabla 10

Valores agregados de distribución por sectores típicos en dólares US \$

Descripción	Unidad	MT	VAD		CARGO FIJO			
			BT	SED	CFE	CFS	CFH	CFE AP
Valor Nuevo de Reemplazo	Miles US\$	31 635,435	85 860,303	19 182,774				
Costo Anual de Inversión @VNR	Miles US\$	3 927,349	10 659,041	2 381,426				
Costo Anual de OyM	Miles US\$	2 926,002	8 736,969	1 581,068				
Total Costo Anual	Miles US\$	6 853,352	19 396,010	3 962,494	3 241,313	25,559	1,962	41,959

Demanda	Kw	129 793	89 838	89 838				
Número de clientes	Unidad				240 874	912	70	2 880
VAD Inversión	US\$/KW-m	2,393	9,382	2,096				
VAD OyM	US\$/KW-m	1,879	8,104	1,467				
VAD	US\$/KW-m	4,272	17,486	3,563				
Cargo fijo	US\$/KW-m				1,121	2,335	2,335	1,214

La Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 203-2013-OS/CD emitido el 14 de octubre del 2013, (OSINERGMIN, 2007a), se fijaron los Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos y parámetros de cálculo tarifario referido al artículo 43 incisos c) y d) y el artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas LCE.

Tabla 11

Cargos fijos por sectores típicos

Parámetro	ST 1	ST 2	ST 3	T 4	ST 5	ST 6	SER	Sector Especial
CFE	2,304	2,860	2,939	3,467	3,704	3,750	4,944	3,477
CFS	2,880	5,957	7,661	11,870	12,786	12,990	15,740	9,173
CFH	3,630	5,957	7,661	13,036	14,360	14,740	15,740	9,173
CFEAP	3,398	3,097	5,179	3,467	3,704	3,750	4,944	3,477
CCSP códigos	2,046	2,046	2,046	2,648	2,648	2,648	3,388	2,046
CCSP tarjetas	2,046	2,046	2,046	2,370	2,370	2,370	3,388	2,046
CFHCO	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074	2,074
CFE (1)	---	---	---	1,872	2,000	2,025	2,670	---

Nota: Lectura semestral de los cargos fijos en S./mes para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE.

En resumen, los valores del Cargo Fijo para el Sector Típico 2, que requerimos son los siguientes:

Tabla 12

Cargo fijo del sector típico 2 – Juliaca Puno

Parámetro	Sector 2 Cargo Fijo en S/.
CFE Cargo fijo mensual para medición simple de energía	2.860
CFS Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía.	5.957
CFH Cargo fijo mensual para medición doble(horaria) de energía y potencia.	5.957
CFEAP Cargo fijo mensual para medición simple de Alumbrado Público.	3.097
CCSP código Cargo comercial del servicio prepago.	2.046
CCSP tarjeta Cargo comercial del servicio prepago.	2.046

Para mayor precisión, este Sector Típico 2 Urbano de media densidad, estuvo a cargo de la empresa SEAL, en este periodo del proceso regulatorio 2013-2017, sin embargo, hubo participación de todas las empresas que están en este sector típico 2, caso de las ciudades Trujillo, Chiclayo, Cusco, Huancayo, Tacna, Moquegua, Ilo, Puno, Juliaca, Apurímac, Puerto Maldonado y otros.

En otras palabras, en el caso de la medición simple de medidores donde están todos los suministros residenciales del Sector Típico ST 2, se tiene lo siguiente: La lectura del medidor, el procesamiento de la lectura, el proceso de la facturación con la aplicación de su sistema comercial (software aplicativo), la

impresión y emisión de la factura con el reparto y su cobranza, se le reconoce a la empresa distribuidora del ST 2 en fecha 1 de noviembre 2013 fue de S/. 2.860 soles el cual no incluye el IGV, este valor a la fecha 1 de noviembre 2018 fue de S/. 3.07 soles, sin incluir el IGV.

Sin embargo, debemos hacer una segregación de las actividades y referirnos solo a la toma de lectura como actividad a ser sustituida por la medición remota que casi anula esta actividad, pero se debe realizar las comprobaciones a nivel de consistencia de la información.

3.5.2.2. Costos de la actividad de cortes y reconexiones

Con la implementación de la medición remota del Proyecto Virgen de las Mercedes en Juliaca, como ya se ha mencionado la actividad de toma de lectura se efectúa en forma automática, mediante la comunicación vía GPRS hasta la estación central en la Oficina de Facturación de Electro Puno cito en la ciudad de Juliaca, adicionalmente se tiene que la actividad de cortes y reconexiones también es factible su operación en forma automática con este sistema, es decir directamente sentado desde la activación en la estación central de la computadora donde se hace uso del software que es parte del sistema de medición remota.

Como toda actividad que desarrolla la empresa distribuidora la actividad de cortes y reconexiones también es regulada, es decir se determina los valores máximos que están facultados a cobrar las empresas a los usuarios que están en la condición de deuda de dos o más meses del servicio de energía eléctrica en su suministro.

Similar a la determinación del Valor Agregado de Distribución VAD que se ha detallado en el presente trabajo que finalmente determinas las tarifas de energía de la distribución eléctrica, en el caso de la actividad de cortes y reconexiones es similar, a continuación, se muestra el proceso llevado a cabo en el periodo 2013, donde se determinaron los valores finales que las empresas deben cobrar por esta actividad a sus usuarios y las actualizaciones respectivas llevadas a cabo a la fecha, de acuerdo a la RCD N° 175-2015 OS/CD Fijación de los Importes Máximos de Corte y Reconexión (OSINERGMIN, 2015)

3.5.2.3. Costos asumidos por Electro Puno por el servicio de toma de lectura

La empresa Electro Puno S.A.A. en cuanto a la actividad de toma de lectura ha asumido en el tiempo los siguientes costos:

Tabla 13

Costos de la actividad de toma de lectura en Juliaca Electro Puno

Fecha mensual anual	Servicio de Toma de Lectura Urbana (Juliaca) S./lectura
2013	0.25
2014	0.30
2015	0.25
2016	0.20
2017	0.20
2018	0.20

Debe anotarse que esta actividad, con la implementación de la Medición Remota, solo se debe listar los suministros que están con deuda para que mediante el aplicativo (software), se activa solo con un click de teclado para que ejecute el corte y de igual forma la reconexión del servicio de energía eléctrica. Entonces, no va a conllevar a un costo adicional pues a la fecha ya se está desarrollando y el aplicativo está operativo.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados de la Calidad de Lectura

4.1.1. Análisis de datos y resultados de campo

Aplicación de la Medición Remota en Virgen de las Mercedes

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, finalmente el servicio de energía eléctrica al Mercado de Abastos de Virgen de las Mercedes, donde están los usuarios comerciantes de este mercado, en sus conexiones eléctricas tienen instalado los medidores de energía inteligentes AMI, la misma que ya se ha brindado el servicio durante 22 meses, que si bien es cierto se han presentado algunos inconvenientes que se han superado en este periodo de aplicación.

Una vez que el proyecto ha sido aplicado con la medición remota de sus 725 suministros, mensualmente cuando corresponde la toma de lectura (27 de cada mes, zona y libros 301-26-10 y 301-26-11) se realiza desde la Estación Central ubicada en la Oficina de Facturación Juliaca de Electro Puno S.A.A. de esta forma se remite al Sistema Comercial SIELSE se procede a procesar, facturar y emitir el recibo de energía de los usuarios correspondiente a los comerciantes del mercado de abastos.

A su vez, se tomó la determinación de eliminar el servicio de toma de lectura a los 725 usuarios porque ya no era necesario

Software aplicativo Remote Auto Reading System V1.2.30

El software aplicativo de la medición remota se realiza de la siguiente manera:

- Se ingresa al mismo a través de una PC cuyo punto IP le ha sido asignado y se accede por un link de VNC Server se ingresa un password asignado a Electro Puno S.A.A. con el cual se tiene acceso al aplicativo.
- Una vez en el aplicativo se tienen los módulos operativos, donde se accede a la medición remota en forma individual o por grupo, en este proceso se remite la señal al concentrador de datos y este al medidor, como retorno se tiene el dato de la medición del medidor individual o en grupo, según se realizó la solicitud.
- Los datos se remiten un archivo de tipo texto, el cual luego se convierte a un archivo Excel de las mediciones de cada uno de los medidores.
- Este archivo es ingresado al Sistema Comercial SIELSE, utilizado por _Electro Puno S.A.A., para efectuar el proceso de facturación en forma mensual.

A continuación, se presentan las figuras donde se aprecia el software y los resultados de los envíos para solicitar las mediciones y los resultados.

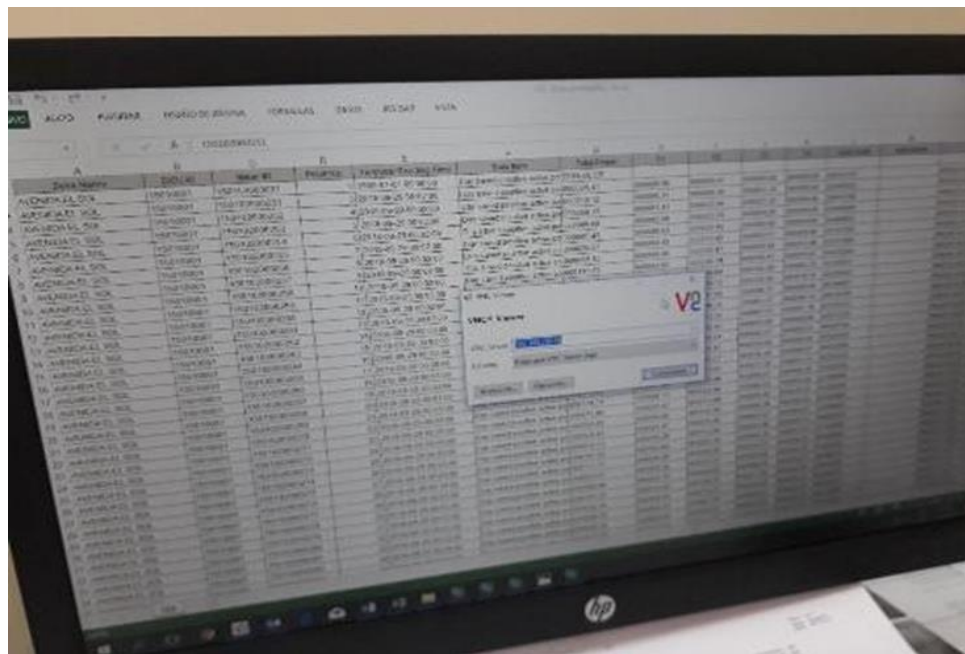


Figura 23. Vista del aplicativo del software para realizar las mediciones de los medidores y su control respectivo.

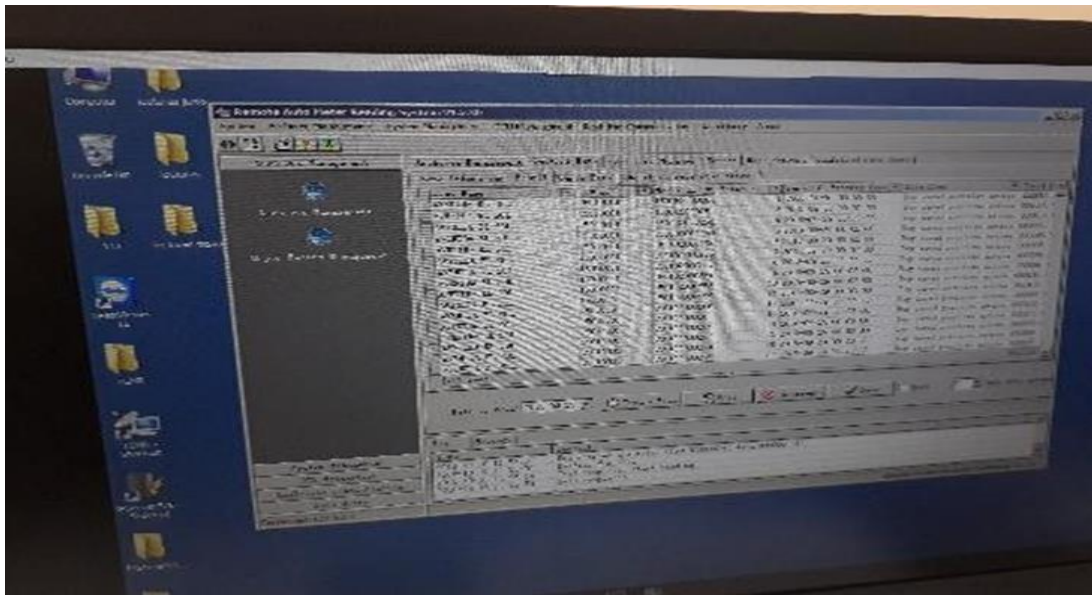


Figura 24. Vista del aplicativo del software para realizar las mediciones de los medidores y su control respectivo.

Datos enviados y recibidos en la Estación Central Virgen de las Mercedes

En las Figuras N° 23 y N° 24, se muestra los datos recibidos de los medidores inteligentes AMI del Mercado de Abastos Virgen de las Mercedes Juliaca, en promedio se tiene un tiempo aproximado de un minuto por cada medidor, con la ocurrencia que en algunos casos se insiste pues ocurren errores en la transmisión de datos.

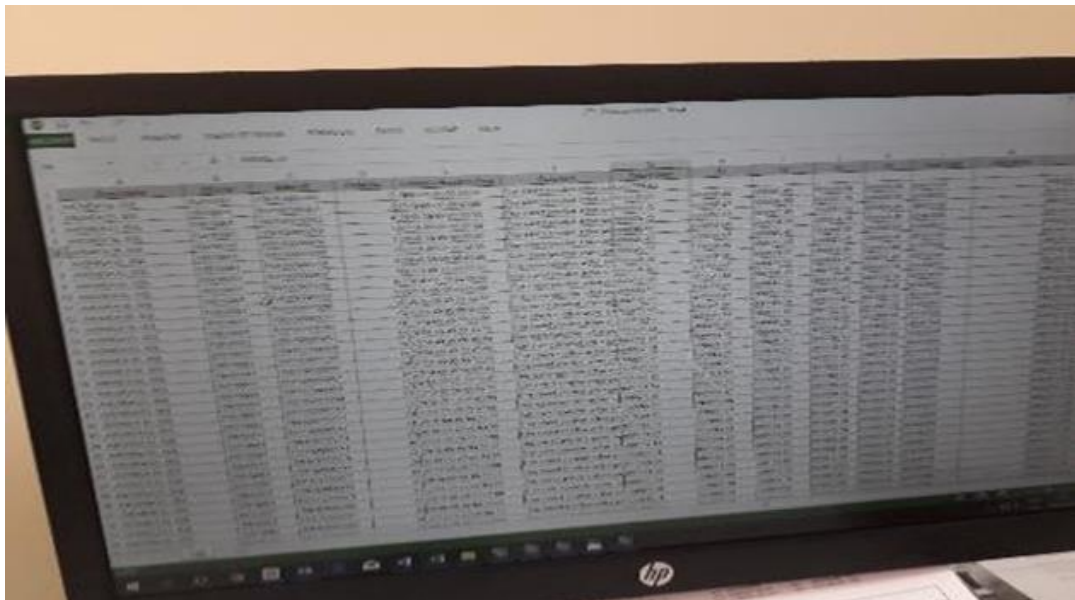


Figura 25: Vista del aplicativo del software para realizar las mediciones de los medidores y su control respectivo

4.2. Resultados de la Reducción de Costos del Servicio en los suministros del

Mercado para Electro Puno

Al final se muestra la reducción de costos como la diferencia entre los costos convencionales y con el proyecto de la medición a distancia, que asciende mensualmente a S/. 498.08 soles.

Tabla 14

Reducciones de costos del servicio en los suministros del Mercado para Electro Puno

Beneficios	Convencion al Unitario S/.	Medición a Distancia Unitario S/.	Convencion al Mensual S/.	Medición a Distancia Unitario S/.
Costo de Lectura	0.20		145.00	
Costo Lectura remota		0.15		108.75
Sutotales			145.00	108.75
Diferencia				36.25
Corte de corte 10%	3.27	0.15	237.08	10.88
Corte de reconexión 10%	3.40	0.15	246.50	10.88
Sutotales			483.58	21.75
Diferencia				461.83
Subtotales			773.58	275.50
Diferencia				498.08
Nota:	725 suministros de los locales del mercado.			

Los resultados obtenidos de la ejecución del proyecto de la ejecución de la actividad de toma de lectura, desde la implementación del Sistema de Medición Remota en los suministros del Mercado de Abastos Virgen de las Mercedes de la ciudad de Juliaca, ha mejorado sustancialmente pues dicha actividad está siendo realizada automáticamente desde el mes de enero del año 2017, mediante este sistema, la actividad manual como era desarrollada antes de esa fecha lo realizaban los lectors (lecturistas) de la empresa contratista contratada por Electro Puno S.A.A., donde se han tenido casos de reclamaciones de los usuarios pues por diversos motivos dichas lecturas no eran efectuadas o tenían errores manifestado extraoficialmente por los usuarios del mercado de abastos.

De igual forma la actividad de cortes y reconexiones se puede efectuar de manera automática usado en algunas ocasiones de prueba, con estas pruebas se ha confirmado que la ejecución de dicha actividad es totalmente factible, pero los mismos no se llevan a cabo de manera masiva solo por decisión del personal a cargo o de la jefatura a cargo de esta actividad.

Los costos de reducción del servicio del sistema de medición se han reducido debido a que los suministros donde se han instalado la medición a distancia (remota), por las actividades de toma de lectura y de cortes y reconexiones, relativamente es de S/.498.08 en forma mensual, por lo que se ha cumplido con el objetivo

4.3 Discusión

En el desarrollo de la presente tesis, se ha considerado como información base lo tratado, analizado y detalles de las tesis y trabajos de investigación que se citan seguidamente, de Colombia, Ecuador, México, Costa Rica y del Perú (Arequipa) mencionadas en la bibliografía como son:

1. “La Medición Remota de Energía Eléctrica: Un campo de Oportunidades para la Industria de Colombia”, Revista de Ingeniería UNANDES, 2015.
2. “Diseño e Implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la Microrred de la Universidad de Nariño”, Pasto Colombia 2017.
3. “Comunicaciones Celulares para Medición Inteligente de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución”, Revista de Ciencia y Tecnología INGENIUS, 2013.
4. “Diseño, Configuración y Supervisión de la Red de Medidores de Energía Eléctrica del Campus Central de la Universidad de El Salvador”, tesis, 2014.
5. “Medidor Inalámbrico de Consumo de Energía Eléctrica de bajo costo”, Universidad de El Salvador, Tesis, 2011.
6. “Aplicación de Tecnologías de Medición Avanzada (AMI) como instrumento para reducción de Pérdidas”, Boletín IIE, México, 2015.
7. “Medición de Energía Eléctrica bajo esquemas de libre mercado”, Boletín IIE, México, 2001.



8. “Servicios de Medición Avanzada (AMI) para Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco de la Legislación Ecuatoriana”, Universidad de Cuenca, Tesis, 2011.
9. “Estudio de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), para requerimientos y Beneficios”, Quito Ecuador, Tesis, 2012.
10. “Sistema de Medición Remota de Energía Eléctrica”, Huajuapán de León, Oaxaca, México, Tesis, noviembre de 2007.
11. “Sistema de Lectura Remota para el Consumo de Energía en Clientes Residenciales”, Tesis, Cartago Costa Rica Junio 2012.
12. “Estudio del canal PLC (Power line communications) para envío de datos a bajo costo en eléctricas domiciliarias”, Universidad Católica San Pablo de la Facultad de Ingeniería y Computación Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica y de Telecomunicaciones, presentado por Efraín Zenteno Bolaños. Arequipa, Tesis, noviembre de 2017.
13. “Análisis de nuevo sistema de medición centralizada de energía eléctrica con medidores inteligentes en área de la región Arequipa”, Arequipa Perú 2017.
14. “Medición Remota de medidores de Servicios Eléctricos”, Revista Electro Industria, 2009.
15. “OFDM Óptimo para la Comunicación Bidireccional en las Redes Eléctricas Inteligentes”, Revista Chilena de Ingeniería, 2018.
16. “Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas”, ley que rige el sector eléctrico peruano desde su vigencia en el año 1992.
17. “DS N° 009-1993 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”, reglamento de las actividades normadas y reguladas del sector eléctrico peruano desde su vigencia en el año 1993.
18. “DS N° 020-1997 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en el Perú”, donde se ha establecido el procedimiento de cálculo de los indicadores de calidad en el suministro, producto, alumbrado público y el servicio de atención a

los clientes del servicio de energía eléctrica en el Perú, las tolerancias y la supervisión, 1997.

19. “RCD N° 080-2012-OS/CD Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, en cada periodo regulatoria se lleva a cabo este procedimiento, 2012.
20. “RCD N° 203-2013 OS/CD Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos” (para todas las empresas), 2013.
21. “RCD N° 175-2015 OS/CD Fijación de los Importes Máximos de Corte y Reconexión, 2015.
22. “RCD N° 158-2018 OS/CD Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos” (para las empresas Enel Distribución Perú ex Edelnor, Luz del Sur, Electro Dunas, Electro Tocache, Emseusac, Proyecto Especial Chavimochic, Emsemsa, Sersa, Eilhicha, Coelvisac, Egepsa, Electro Pangoa, Esemplat y Edelsa), 2018.
23. “RCD N° 047-2009 OS/CD Procedimiento para la supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario”, 2009.
24. “RCD N° 115-2017 OS/CD Procedimiento para la supervisión del proceso de la facturación a los usuarios del Servicio Público de Electricidad”, 2017

Como se puede apreciar, el uso de la tecnología en varios países y en el Perú, con respecto a la medición de la energía eléctrica, pero con una lectura de tipo remota (automática y que pueda leerse en línea o cuando se requiera para el proceso de facturación de la energía consumida en los suministros de los usuarios), esta medición sea transportada hasta el centro de control de la empresa concesionaria distribuidora y comercializadora de la energía eléctrica, con la finalidad de reemplazarlo por el sistema tradicional, que es la participación de un personal lector, tomador de lectura u otra denominación, pero que al ser manual tiene sus errores propios de esa medición, la captura del dato, su procesamiento y el traslado de esta medición al centro de control de la empresa, mayor aún como se ha dado casos en las empresas del país, este servicio está contratado y esas empresas de servicio por generarse ahorros en la actividad contratado sencillamente no tienen personal y se hace la actividad por personal inexperto sin ninguna capacitación o sencillamente no se efectuaba la lectura y los valores eran promediados y hasta con cierto

cálculo para no ser detectado en las supervisiones realizadas por la empresa concesionaria. Esta actividad realizada por las empresas de servicio o contratada han tenido problemas que incluso hasta de tipo social por los errores en las lecturas que se han traducido en las facturaciones y emisión de recibos de energía con valores altos en exceso para los usuarios y que han motivado convulsiones sociales con altos costos para la empresa los usuarios y la colectividad en general, por ello es una buena y eficiente labor para ser ejecutada usando la tecnología y de manera automática con cero errores en la toma de lectura siendo necesaria que el sistema de comunicación del equipamiento electrónico óptimos.

Con respecto al primer ítem del listado “La medición remota de energía eléctrica: un campo de oportunidades para la industria Colombia”, el proyecto podría ayudar a aportar soluciones a una pequeña parte de este problema: la automatización de los sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia. La solución que plantea tiene dos componentes: La primera consiste en acercar las metodologías necesarias para ayudarle al sistema colombiano a dar algunos pasos en esta dirección, permitiendo aumentar la calidad del suministro de la energía eléctrica y en consecuencia reforzando la infraestructura energética. La segunda brindándole a la industria colombiana la posibilidad de involucrarse en este negocio, produciendo algunos de los elementos que serán necesarios. La Universidad de los Andes desde hace 5 años inició un proyecto de investigación encaminado a desarrollar metodologías y tecnologías para la automatización de los sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia. En el marco teórico manifiesta que una definición breve y bastante simple puede decirse que automatizar un sistema de distribución consiste en introducir los elementos tecnológicos que permiten que dicho sistema realice de forma más o menos automática una serie de labores que antes se realizaban de forma manual o que no se realizaban. Como ejemplos de estas labores pueden mencionarse:

- Lectura de contadores
- Conexión y desconexión de circuitos
- Detección y aislamiento de fallas
- Manejo de carga

Menciona al contador domiciliario que tiene características que lo hacen interesante para producción local:

- Es un elemento que tecnológicamente no resulta excesivamente complicado.
- Las herramientas de diseño y producción se encuentran disponibles.
- El mercado de contadores de nivel local es de por si suficiente para justificar la producción.
- Algunas pequeñas industrias colombianas producen en la actualidad elementos que no se encuentran lejos de un contador domiciliario electrónico.
- La industria que se generaría corresponde a lo que se denomina como base tecnológica, las cuales tienen un potencial multiplicador en la generación de empleo.

Se considera el medidor electrónico inteligente no solo mejora la tecnología, mejora el precio, la precisión casi sin mantenimiento, al principio el precio puede ser mayor, la comunicación es en ambos sentidos información cliente empresa.

Dentro de los análisis realizados en el proyecto de investigación según lo explicado en el artículo se tiene lo siguiente:

En la actualidad tiene dos desventajas que impiden su introducción masiva: costo y confiabilidad.

Del lado del costo los contadores electrónicos en general son caros respecto al de inducción (electromecánicos) en casos de medición compleja resulta menos costoso, sin embargo, la reducción de costos se reducirá en la medida que la producción se masifique, adicionalmente pueden realizar otras funciones que reporten beneficios y justifique su introducción a pesar del costo más alto.

Desde el punto de vista de confiabilidad, el problema más serio que tienen es el mantener la información en cortes de energía, además de mayores beneficios que presten servicio tanto al cliente como a la empresa.

La universidad de los Andes se encuentra actualmente en el diseño y montaje de un contador inteligente basado en dos componentes: Un circuito ASIC especializado, el cual

se encargará de señales de voltaje y corriente y de su procesamiento y es de bajo costo que se encargará de los cálculos finales.

En el segundo ítem del listado “Diseño e Implementación de un Sistema de Medición Inteligente AMI de la micro red de la Universidad de Nariño Colombia”

En este proyecto describe la propuesta de un Sistema de Gestión de Medida desde el proceso de diseño hasta la implementación de un prototipo de medidor inteligente, para operación en la micro red de la Universidad de Nariño. Este dispositivo se caracteriza por el constante registro de medidas con resolución de 24 bits, suficiente para realizar análisis de calidad de la potencia. Además, se integra al sistema SCADA, a través de los protocolos abiertos MODBUS, DNP3 e IEC 61850 con técnicas de ciberseguridad programada. De igual manera, se diseña varias plataformas de gestión para el monitoreo de variables eléctricas y el control del flujo de corriente a las cargas. Finalmente, dos casos de estudios muestran la aplicación en la microrred, del Sistema de Gestión de Medida implementado.

Este proyecto también incluye las fuentes alternativas de energía como son los sistemas fotovoltaicos y eólicos con la inclusión de aerogeneradores y del Generador Térmico para operación en modo isla.

En el tercer ítem del listado “Comunicaciones celulares para medición inteligente de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución Ecuador”

El uso de telecomunicaciones en diferentes aplicaciones del sector eléctrico, ha permitido verificar la evolución de su arquitectura, ya sea por tecnologías alámbricas o inalámbricas. Los servicios prestados por cada una de las dos opciones nos permiten el uso de una sola tendencia y en la actualidad se torna inminente el uso de soluciones híbridas, donde cohabitan varias tecnologías para cada etapa de una red inteligente. De igual manera los planes de negocios para implementar la infraestructura de medición inteligente requieren de diferentes soluciones tecnológicas; operadoras de red y fabricantes, siendo necesaria una gestión de las redes de telecomunicaciones para este tipo de servicio específico y que facilitan la creación de herramientas para la optimización del consumo de la energía eléctrica, incorporando nuevos servicios al consumidor - cliente, en relación a los que actualmente ofrece una empresa de distribución.

En las conclusiones se señala que, dentro de la Planificación del sector eléctrico, se tiene previsto el desarrollo del Programa de Redes Inteligentes Ecuador REDIE cuyo mapa de ruta considera al desarrollo de la infraestructura de las comunicaciones como viable para ser ejecutado en el periodo 2013-2017.

En el cuarto ítem del listado “Diseño y Configuración y Supervisión de la red de medidores de energía eléctrica del campus central de la Universidad de El Salvador”

El proyecto como se indica el título comprendió la construcción de equipos de medición de variables eléctricas, los anteriores como se expresan dotó al medidor de capacidad de comunicación a través del protocolo MODBUS TCP/IP, siendo el trabajo presentado la instalación de los equipos compuesto por la red de medidores ya instalada en la Universidad de El Salvador. Las conclusiones fueron:

- La red de medidores de energía eléctrica del campus central de la Universidad de El Salvador es un proyecto que parte de la necesidad de conocer el consumo de energía en la UES. La red permite realizar un mejor análisis y conocer las características de consumo de cada subestación. Con esto se podrán tomar decisiones consecuentes a mejorar la eficiencia en el consumo de energía en la Universidad.
- La red inalámbrica tipo Mesh implantada en la Universidad de El Salvador, no es lo suficientemente robusta debido las limitantes de los enlaces WiFi.
- Las aplicaciones desarrolladas permitieron la interrogación de los medidores y la configuración de los equipos en treinta subestaciones de manera remota. Con ello se evitan riesgos para el personal técnico y estudiantes al no tener que estar cerca de áreas energizadas para obtener estos datos o configurar los medidores.
- Con las mediciones guardadas en la base de datos, se supera la limitación de los medidores que no tienen memoria para guardar las mediciones.
- La aplicación desarrollada para la consulta y almacenamiento de las mediciones, así como la aplicación de consulta de las mediciones en la base de datos (SMUES), se realizó con tecnologías open source. Estas incluyen GNU/Linux Ubuntu 12.04, gcc, libmodbus, php y MySQL. Esto permitió ahorrar una significativa cantidad de

dinero en licencias. También se obtiene total control del software para estudiarlo y modificarlo como se realizó en el presente trabajo.

- El protocolo MODBUS es ampliamente usado en la industria de automatización, siendo el protocolo de comunicación de facto de la industria. MODBUS es un protocolo abierto y está implementado en muchos medidores, como es el caso de los medidores adquiridos por la UES.

Se pueden hacer mejoras, localizando nuevos puntos de repetición en puntos claves del campus central de la Universidad de El Salvador para fortalecer la red. También se puede mejorar el software de monitoreo del estado de la red investigando o desarrollando alternativas a SPUD.

En cuanto al software de interrogación y almacenamiento de datos, se puede investigar en la presentación de los datos en tiempo real a través de aplicaciones WEB o nativas. La base de datos se puede mejorar depurando los datos a guardar y aplicando buenas prácticas SQL.

En un futuro se pueden incorporar más medidores desarrollados en la Escuela de Ingeniería Eléctrica que utilicen el protocolo MODBUS.

En el quinto ítem del listado “Medidor Inalámbrico de Energía Eléctrica de bajo costo en la Universidad de El Salvador”

El objetivo del proyecto fue construir un medidor inalámbrico de consumo de energía eléctrica de bajo costo que opere en el entorno de red social, con router WIFI DIR- 300 del fabricante DLINK, montar un servidor web en la cual se pueden guardar los datos de consumo de energía, con los cinco medidores en el campus de la Universidad.

En el proyecto, para medir el consumo de energía eléctrica se diseñó y construyó un medidor tipo Smart Meter. Uno de los objetivos principales de este trabajo fue que el diseño y construcción del medidor resulte de bajo costo. No se pretende la construcción de un medidor con la exactitud de un Smart Meter, ya que esto encarecería la construcción del medidor, pero si utilizar la forma de comunicación inalámbrica que muchos Smart Meter utilizan. Muchos medidores Smart Meter que están a la venta en el mercado utilizan sistemas inalámbricos para poder enviar las mediciones de energía eléctrica. La ventaja de utilizar una comunicación inalámbrica y en especial la WIFI es la posibilidad de

monitorear las mediciones en tiempo real. Este monitoreo en tiempo real permite analizar el estado de la carga. Las mediciones se realizan a través de un sistema el cual mide la potencia y energía eléctrica consumida en la red eléctrica. Luego se envían las mediciones por medio de una red WIFI a un servidor web. Éste utiliza un router personal con el sistema operativo OpenWrt, el cual le da la potencia de un sistema embebido en un router personal. El trabajo de graduación se divide en tres partes principales. La primera consiste en un circuito que mide la potencia eléctrica. Éste se compone de un microcontrolador PIC16F876A, un reloj de tiempo real el DS1307 y un transductor de corriente AC a voltaje DC (Pinza de corriente). La otra parte del diseño es el sistema para el envío de las mediciones por medio de una red WIFI. Éste está basado en la idea del medidor Flukso, el cual utiliza un router personal como sistema embebido. En nuestro caso se utilizó el router DIR-300. A este se le instaló el sistema Operativo OpenWrt compilación de Flukso. También se le programó aplicaciones que realizan las funciones para el envío de las mediciones vía WIFI y la comunicación del router con el circuito medidor de potencia. Esta comunicación se realizó por medio del puerto UART.

La tercera parte consistió en el diseño de un servidor web. El servidor grafica las mediciones donde el usuario podrá monitorear su consumo energético. Se diseñó un sitio web utilizando el modelo en 3 capas. Para la programación de este se utilizó: PHP, MYSQL y RRDTOLL. Las gráficas que se podrán visualizar en el sitio web serán: graficas de potencia versus tiempo o energía versus tiempo. Para esto se utilizó el programa RRTOOL. Los usuarios del servidor web por un lado serán las personas que adquieran un medidor las cuales iniciaran cesión en este por medio de la creación de una cuenta, por otro lado, los medidores los cuales enviaran las mediciones obtenidas por medio de una red WIFI la cual tenga acceso al servidor web

Este proyecto del medidor inalámbrico de bajo costo, si bien puede cumplir con su objetivo, no podría ser utilizado de manera comercial pues con respecto a las mediciones y facturaciones finales de energía eléctrica, se requiere que sean cada vez más precisos y exactos lo cual no se cumple en la construcción de este medidor.

En el sexto ítem del listado “Aplicación de Tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento de reducción de pérdidas”.

En el artículo de la revista técnica Boletín IIE, nos permite abordar el tema técnico que está vinculado las mediciones de la energía eléctrica con las pérdidas en el sistema de

distribución de energía, debido a que el respaldo económico y financiero es de la reducción de las pérdidas de energía y la evaluación de la calidad de la energía brindada a los usuarios.

Smart Grid ha sido concebido como la integración de la red eléctrica (generación, transmisión y distribución) con tecnologías de información y comunicaciones en la empresa de energía eléctrica. Smart Grid habilitará aplicaciones como SCADA, sistemas de automatización de distribución de energía, sistemas de gestión, gestión de respuesta a la demanda, comunicación de contadores inteligentes y nuevas aplicaciones como: Infraestructura de medición avanzada (AMI), automatización de subestaciones, microrredes, generación distribuida, almacenamiento de energía y monitoreo y control del sistema de energía eléctrica, entre otros. Las tecnologías emergentes de comunicaciones, arquitecturas, protocolos y estándares se consideran tecnologías habilitadoras fundamentales.

Para lograr la integración de una infraestructura de comunicaciones estándar para el transporte de datos entre instalaciones, subestaciones eléctricas, distribución de energía, sistemas y centros de control, en un entorno de red inteligente. Los sistemas AMI implementan tecnologías de comunicaciones para enviar datos diarios desde medidores inteligentes al Centro de control sobre consumo de energía, alarmas de interrupción del servicio y manipulación de contadores de energía. Sin embargo, hay pérdidas inherentes en el proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica. Las pérdidas que se producen en la transmisión y distribución de los sistemas de energía eléctrica incluyen las pérdidas en el sistema de transmisión de energía entre las fuentes de energía y los puntos finales de distribución, y desde la red de distribución hasta las caídas de servicio del consumidor, incluyendo el uso ilegal de la energía. Las pérdidas de energía consisten en restar la energía generada, recibida o suministrada, con la energía vendida, entregada o facturada de la energía eléctrica consumida. Las pérdidas de energía se cuantifican en función de dos componentes: pérdidas técnicas y no técnicas. Este artículo presenta un análisis del despliegue de Infraestructura de medición avanzada (AMI) para la reducción de pérdidas de energía.

En el artículo se describen claramente los aspectos técnicos de los sistemas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, precisando la función de los sistemas de medición, es decir los medidores inteligentes.

En las conclusiones se señala que la tecnología AMI es un componente clave para la reducción de pérdidas en las redes eléctricas inteligentes, asociada principalmente al consumo de energía y la demanda entre las empresas de electricidad y los consumidores. La incorporación de tecnologías avanzadas de medición para la cuantificación de los flujos eléctricos en las redes eléctricas permite visualizar, de forma clara, los puntos en donde se consume energía de forma general y de forma específica, en los procesos asociados al transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

En los últimos años en México, las pérdidas de energía eléctrica en la transmisión y distribución de la CFE se han reducido en un punto porcentual cada año, pasando de 16.4% en 2012, al 15.7% en 2013 y al 14% al cierre de 2014. Por su parte, la Secretaría de Energía y la Subdirección de Programación de la CFE han impulsado iniciativas y lineamientos donde se reconoce la importancia y el impacto de la problemática asociada a las pérdidas de energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional y se definen directrices, estrategias y acciones para que la CFE y los organismos reguladores de energía se coordinen y sumen esfuerzos para reducir el nivel de pérdidas a un mínimo de 10% en 2018 y de 8% en 2024.

En el Perú tenemos mejores niveles de pérdidas de energía en el periodo 2015 registramos 11.3% (en Transmisión 3.8% y en distribución 7.5%), con tendencia a mayores reducciones por parte de las empresas concesionadas, siendo en gran parte resultados de las reducciones de las pérdidas de energía con la instalación masiva de medidores electrónicos (no inteligentes) con mayor precisión y exactitud, para el registro de los consumos de energía de los usuarios.

En el séptimo ítem del listado “Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado”, se refiere al mercado abierto de compra venta de electricidad para lo que se requiere de participantes bien informados para analizar las condiciones del mercado.

La falta de un buen sistema de medición es una de las barreras que impide a los participantes beneficiarse de las oportunidades del mercado abierto. La desregulación de los mercados (considerarlos libres) trae nuevas oportunidades y retos, tanto para las empresas como para los consumidores. Inglaterra es un buen ejemplo de la importancia en un ambiente de este tipo, en donde la energía se cotiza por medias horas; esto significa oportunidades para los participantes del mercado en el sentido de ofrecer diferentes tarifas a diferentes horas del día. Los consumidores deben conocer sus perfiles de carga y

necesidades de energía cada hora del día, siendo los requerimientos de los esquemas de medición son más críticos que en los esquemas tradicionales.

En el artículo se exponen los esquemas de medición más representativos a los requerimientos, con esquemas de libre mercado, sus capacidades y tecnologías detrás de ellos, así como las tendencias tecnológicas.

En este esquema se distinguen tres bloques principales que son: instalaciones de medición, medios de comunicaciones y centros de control, el cual puede variar en función de los requerimientos operativos del modelo de mercado.

En el centro de control se lleva a cabo la administración del sistema de medición. El centro está integrado por equipos de cómputo, bases de datos cliente/consumo, interfaces a los medios de comunicaciones y herramientas de aplicación. Los medios de comunicaciones, integrados por canales y protocolos de comunicaciones, constituyen el enlace entre el centro de control y las instalaciones de medición. Estas últimas constituyen el punto donde nace la medición y están formadas, básicamente, por transformadores de medición, medidores de energía, concentradores de datos e interfases a los medios de comunicaciones.

En las conclusiones, se menciona que en la década final del siglo veinte vio cambios sin precedente en la estructura de la industria eléctrica conforme la fiebre de desregulación se diseminó alrededor del mundo. Con la desregulación de este mercado, históricamente controlado, los intereses de los consumidores y de los accionistas se convirtieron en un factor clave en la competencia natural del mercado abierto. En este contexto, la medición es un habilitador en la cadena de suministro de energía, en el sentido de que suministra la base de negocios entre los participantes. Para tener éxito en estos ambientes se deben llevar a cabo diversas funciones clave que requieren más información que la que suministran los tradicionales sistemas de medición. Los aspectos principales que serán el motor de los cambios tecnológicos en el escenario de la medición de la energía eléctrica son:

- a) La frecuencia de lecturas y la frecuencia de transmisión de la información.
- b) La capacidad de suministrar al consumidor directamente información de medición, de tal manera que pueda controlar su consumo.

- c) La consideración de la medición no solamente como un costo para ver información de energía, sino como una tecnología estratégica –un medio de obtener y retener clientes, entender el mercado, ofrecer nuevos productos y servicios y expandir negocios. En el actual ambiente cambiante, una actitud de “esperar y ver” podría resultar en “esperar y perder”. La necesidad de una buena medición no debe ser minimizada.

En el caso peruano, solo los generadores y los clientes libres tienen acceso a este mercado, aunque se menciona también a los distribuidores pero no tiene mayor participación sobre todo las empresas del Estado, sin embargo, se ha dado la apertura con la normativa de la energía distribuida debiendo complementarse con las tarifas a ser establecidas, señalando principalmente que los esquemas de medición y los medidores deben atender los requerimientos, para finalmente expandirse los beneficios a los participantes del sector que son mayormente las empresas distribuidoras y los usuarios del servicio eléctrico.

En el octavo ítem del listado “Servicios de medición avanzada (AMI) para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la Legislación Ecuatoriana”.

La industria eléctrica en el mundo está tratando de abordar grandes desafíos, los cuales incluyen: la diversificación de la generación, la introducción de componentes de almacenamiento, generación distribuida, operación óptima, respuesta de la demanda, ahorro energético y la reducción de la huella de carbono; es evidente que estas situaciones no pueden ser afrontadas con la infraestructura y limitada capacidad de la red eléctrica actual, por lo que en este estudio se efectúa una revisión de la nueva visión tecnológica referida a la Red Inteligente Smart Grid y consecuentemente a la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, por constituirse un componente fundamental de la nueva tecnología de la red. Existen un sin número de ventajas de contar con un AMI, por lo que su implementación con un adecuado soporte regulatorio podrá asegurar los cambios en los modelos de negocio, en que sus empresas, sus clientes y la sociedad en su conjunto consigan aprovechar al máximo sus capacidades. Consecuentemente, con esta visión de evolución de la red, se presenta un diagnóstico de la estructura del sector eléctrico y su marco regulatorio, aportando con un análisis sobre las nuevas consideraciones que por sus efectos deberán concebir la normativa del sector, sus regulaciones y políticas, las cuales implican un cambio en cuanto a la concepción sobre la inversión, operación, funciones y nuevas prestaciones del servicio. El propósito de esta tesis se centra en

efectuar una investigación sobre la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, y su aporte como componente integrante y fundamental de la nueva generación de la red eléctrica “la Red Inteligente”.

Dentro de sus conclusiones se ha presentado:

- La industria eléctrica actualmente se está viendo desafiada por problemas como la necesidad de incrementar generación para cubrir el crecimiento de la demanda, conseguir eficiencia energética y operacional, integrar los recursos renovables, generación distribuida y al mismo tiempo responsabilidad de buscar soluciones para mitigar los problemas ambientales, energía limpia.
- La Infraestructura de Medición Avanzada AMI y la Smart Grid constituyen un conjunto de tecnologías y nuevos dispositivos que permiten una nueva forma de operación de los sistemas de energía y contribuyen a superar los actuales y futuros desafíos.
- La transformación de la red en un sistema inteligente es proporcionar energía eléctrica confiable y de alta calidad, en una forma ecológica y sostenible para una sociedad moderna.
- Se requieren cambios y ajustes a las actuales normas regulatorias del sector, que faciliten ejecución de proyectos y garanticen beneficios para las empresas, los consumidores y la sociedad.
- No puede existir un modelo de Smart Grid que fomente aplicaciones de gestión de la demanda DR, eficiencia energética EE e instalación de recursos energéticos distribuidos DG, con una estructura de precios fijos y peor subsidiados, los precios dinámicos será la primera regulación para abrir camino a la red inteligente.
- El Plan Maestro 2009-2020 a pesar de mencionar aspectos relativos a la preservación del medio ambiente, proyectos de energías renovables no convencionales, uso eficiente y conservación de la energía, el monto de la inversión está destinado a invertir en generación, no hace mención de una adopción en inversión de medición inteligente y mucho menos a la automatización de la red.
- La regulación actual no está preparada para promover esta visión de futuro.

En cuando a las recomendaciones se ha manifestado:

- El Estado y los organismos de regulación y control del sector eléctrico ecuatoriano deberían estar conscientes de los cambios que se vienen en cuanto a la nueva revolución eléctrica y fijar políticas acordes a la tecnología, mercados y visión de futuro tecnológico.
- La nueva ley que regirá para el sector eléctrico ecuatoriano y que estaría por promulgarse deberá considerar la inminente adopción a futuro de las tecnologías AMI y Smart Grid, y sus consecuentes cambios estructurales en los modelos de negocios y operación. Se requiere estándares para la implementación y despliegue de las nuevas tecnologías, de tal manera que permitan la interoperabilidad entre diferentes equipos, sistemas plataformas y lenguajes.
- La nueva regulación considerando la medición inteligente y el Smart Grid deberá ser acondicionada, de forma que pueda garantizar la sostenibilidad de las nuevas tecnologías y los consecuentes beneficios, económicos, sociales, ambientales y de calidad, la satisfacción de los clientes y la prestación de los servicios agregados.

El caso similar en el Perú se ha dado con la modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, con la Ley N° 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente Generación Eléctrica, promoviéndose las inversiones para la generación, de igual forma el DL N° 1221 Mejora la Regulación de la Distribución en Electricidad.

En el noveno ítem del listado “Estudio de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, principales requerimientos y beneficios”

En este estudio se ha desarrollado los aspectos técnicos y detalles del equipamiento tecnológico para tomar el camino hacia la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, con el horizonte hacia la Red Inteligente (Smart Grid), se precisa las opciones de equipamiento a nivel de los medidores de los medios de comunicación y finalmente el centro de control.

De las conclusiones del estudio tenemos lo siguiente:

- La situación actual y la proyección futura de las redes eléctricas a nivel mundial indica que los avances tecnológicos tienden a convertir el sistema eléctrico tradicional en una Red Inteligente (Smart Grid), para lo cual una de las primeras

acciones es la transformación de la infraestructura existente por una infraestructura de medición inteligente en una robusta y dinámica red del sistema eléctrico, brindando tiempo real, alta velocidad y alta confiabilidad.

- El uso de infraestructuras como AMI debe ser enfocada a poseer interoperabilidad de los sistemas, protocolos abiertos, mediante la adopción y uso de estándares (CIM, IEC 61968/61970, ANSI etc.).
- La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) provee la opción de acceso a datos en tiempo real y bidireccional, control de gestión distribuida, autodiagnóstico y programación, gestión y administración automatizada. Además, el medidor pasa de ser un simple equipo de medición a un “PORTAL” de usuario, con lo cual se consigue interacción con el usuario y aplicaciones inteligentes.
- De las tecnologías de comunicación utilizadas actualmente tenemos que Power Line Carrier (PLC), la cual es una de las más utilizadas en áreas de mayor población, debido a su bajo costo de implementación en este tipo de áreas, mientras que RF es utilizada mayormente en áreas de baja densidad de población.
- En el Sector Eléctrico ecuatoriano se realizan mejoras importantes en optimización de procesos y por ende de tecnología, uno de estos avances corresponde al “Sistema Integrado de Gestión para la Distribución Eléctrica – SIGDE” el cual, siendo promovido y ejecutado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el cual en la primera etapa prevé mejorar los procesos de operación y la calidad del servicio eléctrico.

En cuanto a las recomendaciones se tiene:

- El establecimiento a mediano y largo plazo de marcos regulatorios apropiados que den lugar a incentivos para que las empresas comercializadoras de electricidad tomen la iniciativa en proporcionar servicios energéticos al consumidor y en proponer programas de respuesta de la demanda, todo esto de forma paralela con la implementación de dicha tecnología en el sistema eléctrico.
- Se recomienda realizar un análisis técnico y económico sobre los efectos de implementar este tipo de tecnología en el sector eléctrico, con el objeto de que se puedan prever los posibles inconvenientes tanto a nivel regulatorio como político.

- Realizar capacitación a involucrados en temas tales como: normas internacionales, marcos regulatorios, UML y diseños de proyectos pilotos, uso eficiente de la energía.

En este estudio se tienen definiciones precisas que se están considerando en el presente trabajo como es la Medición Avanzada AMI, los medios de comunicación como el PLC, los protocolos de comunicación, los medios de transmisión de datos como el GPRS y la fibra óptica, en mejora de las comunicaciones en volumen y velocidad.

En el décimo ítem del listado “Sistema de Medición Remota de Energía Eléctrica”, corresponde a la medición remota de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad, donde se ha efectuado en la Oficina de Proyectos en Electrónica las pruebas correspondientes a la operación de los medidores electrónicos, el concentrador de datos y la estación central, verificándose que han logrado comunicar los datos de medición a la estación central (probaron la medición de 12 medidores a nivel de prototipo y con los ajustes correspondientes).

Hace mención que como parte del proceso de facturación es otra área entonces ha constatado que en un sector de los clientes se ha instalado medidores y en otros electromecánicos se han instalado chips para poder registrar digitalmente el consumo de energía y esta información era comunicada vía PLC al concentrador y de este punto a la estación central vía radiofrecuencia, en el desarrollo de la tesis tiene al detalle los equipos y las configuraciones para contar con la información de la lectura de los medidores para su posterior proceso de facturación. Como parte de las conclusiones hace mención a las interferencias de los ruidos de los equipos conectados en la red eléctrica de baja tensión, así como, adicionar una tarjeta electrónica a los medidores electromecánicos para convertir los giros del disco en valores digitales (a esta fecha casi todos los medidores son electrónicos, por lo que esta actividad sería inaplicable). Así también, manifiesta que deben aplicarse mejoras al equipamiento como por ejemplo la aplicación de corte y desconexión automática desde la sala de control

En el décimo primero ítem del listado “Sistema de Lectura Remota para el consumo de energía en clientes residenciales”, la propuesta consistió en implementar la automatización de un sistema de lectura remota de los medidores por radiofrecuencia, con participación de la empresa ITRON encargada de plantear soluciones de medición a las empresas de Costa Rica, entre ellas Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

(ESPH). Según lo revisado el proyecto correspondió a un sector conocido como Barreal de Heredia condominios RODBLU en un Km de radio aproximadamente 6,000 usuarios residenciales de clase media. La meta fue de satisfacer la lectura de energía para los clientes RODBLU buscando maximizar la inversión de la constructora para ser utilizada en otros abonados como beneficio para ESPH. De los medidores que fue evaluado para la lectura remota se eligió el CN1S+R300, luego fue definida la viabilidad de utilizar la RF de acuerdo a normativa legal de frecuencias en Costa Rica, de igual forma el proceso de definir e implementar la instalación del equipo que permita transmitir el dato de lectura desde el medidor hasta el colector de información mediante RF. De igual forma determinar la ubicación óptima del colector y de cada medidor para evitar dificultades de la señal y para la expansión de futuros clientes y la implementación del equipo para transmitir los datos de lectura almacenados temporalmente en el colector hasta una base de datos en el departamento de facturación de ESPH, confirmando luego que todo el proceso de lectura automatizado funciona de acuerdo a lo establecido.

Finalmente concluyen que el proyecto cumple con la normativa internacional ANSI e ISO por lo que se respalda la fiabilidad y eficiencia de desempeño en la solución propuesta, existe también la adaptabilidad de otros tipos de medidores de energía a esta plataforma RF que permite considerar otros clientes a parte de los residenciales, incluyendo, también medidores de agua.

Esta plataforma RF si bien fue bien difundida y utilizada a la fecha ha perdido vigencia, otros sistemas la han desplazado como el sistema GPRS u otro de PLC, sin embargo, la experiencia ha demostrado que por su bajo costo debe quedar como un último respaldo de comunicaciones punto a punto.

De la evaluación efectuada, tiene limitaciones en cuanto a las aplicaciones adicionales como por ejemplo la aplicación de corte y desconexión automática desde la sala de control, la administración de otros parámetros eléctricos orientados al manejo integral de la demanda de la energía eléctrica.

En el décimo segundo ítem del listado “Estudio del canal PLC (Power line communications) para envío de datos a bajo costo en eléctricas domiciliarias”, Arequipa, noviembre de 2017, corresponde a un proyecto que utiliza el PLC para poder realizar comunicaciones que usa el medio de las redes eléctricas en baja tensión desde un punto a otro, se realizaron pruebas sobre el canal PLC en redes de distribución de baja tensión en 220 voltios,

diseñando previamente un acoplador, como resultado de las pruebas se encontraron bandas de frecuencia óptimas para realizar la transmisión de datos, se seleccionó la frecuencia de operación para el diseño del transceptor. Se diseñó un sistema digitalizador de señales de audio, el cual fue modulado usando FSK binario. En el desarrollo del trabajo se ha mostrado los circuitos electrónicos utilizados y que han dado respuesta y permitió la transmisión de los datos digitales. El acoplador diseñado como un filtro pasa alto (ideal) al formar parte del canal junto con la red eléctrica, presenta un comportamiento del canal como un filtro pasa banda limitando el ancho de banda para la comunicación. Este proyecto es una base para verificar y demostrar que es posible la comunicación en la red eléctrica usando el canal PLC, sin embargo, ahora la tecnología de más de diez años ha resuelto el inconveniente de los ruidos por los equipos eléctricos y electrónicos en las redes, además de la mejora y confiabilidad de los datos que se desea efectuar la transferencia.

En el décimo tercero ítem del listado “Análisis de nuevo sistema de medición centralizada de energía eléctrica con medidores inteligentes en área de la región Arequipa”, Arequipa Perú 2017, podría interpretarse como un antecedente al trabajo de tesis que presento ello debido a dos razones: el primero por su desarrollo en el país Perú en la región Arequipa cercano a Juliaca Puno y segundo por el tema la medición inteligente nominado como centralizada.

El proyecto piloto se desarrolló en la zona denominado Torres de Alameda, con dos subestaciones y 229 usuarios con resultados positivos que mencionaré a continuación, pero para un siguiente proyecto se ha evaluado para determinar una zona sobre la base de datos georreferenciada considerando los consumos de energía, bajo el criterio de una zona geográfica común, niveles de consumo de energía sobre la media urbana y que tenga variabilidad mensual. El resultado fue 22 subestaciones y 4,952 usuarios y sobre ello se ha realizado las evaluaciones técnicas, económicas y financieras con resultados positivos y planteamiento para los procesos de regulación a cargo de Osinergmin.

En los análisis se ha evaluado el costo evitado de pagar la lectura de los medidores los gastos administrativos y otros de la facturación y para la cobranza se considera que se reducen los gastos para la ejecución de la actividad de cortes y reconexión del suministro en caso de usuarios morosos en sus diferentes condiciones y acciones.

Por tanto, de lo revisado en los trabajos del listado y de la bibliografía reportada en el presente trabajo de tesis, se tiene un avance en la tecnología utilizada por la empresa Tehen, que nos ha presentado el medidor Single-phase Electronic Energy Meter TCE-MT-1000, el cual ya tiene incorporado un canal PLC que le permite enviar la comunicación del registro del medidor hacia el concentrador y desde este punto remitir la señal vía GPRS a la estación central de Electro Puno, la oficina de Facturación la concesionaria, para que con la información acopiada proceder al registro y continuar con el proceso de facturación, hasta emitir el recibo de energía del mes evaluado.

Si bien es cierto, las características del último trabajo de tesis revisado, es similar existen dos razones que la diferencian:

En los análisis se ha evaluado el costo evitado de pagar la lectura de los medidores los gastos administrativos y otros de la facturación y para la cobranza se considera que se reducen los gastos para la ejecución de la actividad de cortes y reconexión del suministro en caso de usuarios morosos en sus diferentes condiciones y acciones

Si bien es cierto, las características del último trabajo de tesis revisado, es similar existen dos razones que la diferencian:

1. El punto de registro de la medición en la tesis revisada, físicamente corresponde al ingreso del edificio, se instala el equipo y para el suministro de energía al usuario, se recorre una buena distancia que va desde dos metros hasta veinte o treinta metros. Sin embargo, en el proyecto de esta tesis la medición se realiza en el local del usuario es decir a lo más dos metros, luego esta medición se comunica al equipo concentrador y de éste a la estación central de la concesionaria.

Esta diferencia en el punto de medición puede dar diferencias en las mediciones de energía que puede estar en el orden del 4% que corresponde a las pérdidas de energía en el trayecto desde la medición hasta donde se ubica el concentrador de datos.

2. La tecnología utilizada en el proyecto, son diferentes debido al uso de los equipos de medición, siendo la mejora en cuanto a la tecnología la utilizada en el trabajo de la presente tesis.

Otra de las diferencias son los usuarios que son de dos regiones diferentes, la primera de Arequipa y nuestro proyecto de Juliaca Puno, corresponde al centro comercial, que abastece a los comerciantes de Virgen de las Mercedes

Las empresas distribuidoras como el caso de Electro Puno, han realizado pequeños proyectos piloto con la finalidad de analizar, revisar y administrar actividades de manera automática, como son las mediciones remotas en clientes comunes (comerciantes del centro de abastos Virgen de las Mercedes) o en clientes mayores (empresa Consorcio de Ingenieros Mineros CIEMSA, a sus centros mineros de TAKASA y COFRE en la zona de Paratilla y Santa Lucía en la provincia de Lampa Puno), pero que a nivel de Osinergmin no han podido ser evaluadas porque las empresas no las han reportado o por otras razones de la regulación tarifaria o de fiscalización y supervisión, sin embargo, a la fecha las empresas pueden ejecutar y llevar a cabo estos proyectos, pues desde noviembre 2018 (empresas privadas ENEL, Luz del Sur, Electro Dunas y otros), y a partir de noviembre 2019 (empresas de la Corporación FONAFE y otros), se ha considerado que en el Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD), como parte del periodo de Fijación de Tarifas 2018-2022 y 2019-2023, para empresas del Sector Típico 1, 2, 3, 4 y SER (zona de Lima y las regiones del Perú) en el rubro denominado:

➤ ***Plan de Reemplazo Gradual a Sistema de Medición Inteligente (SMI) mediante la implementación del cambio a medidores inteligentes del parque de medidores de las empresas a nivel nacional***

En este aspecto, las empresas tienen la oportunidad de proponer sus proyectos piloto u otros relacionados, con la finalidad de lograr mejoras sustanciales en la actividad comercial del proceso de facturación, iniciándose con la lectura de los medidores, la ejecución de los cortes del servicio y las reconexiones de manera remota y finalmente la administración de la demanda eléctrica, para conllevar a ser una empresa eficiente y eficaz. Este plan debe tener un horizonte de implementación de hasta 8 años, en dos etapas la primera corresponde al plan piloto con una duración no menor a 18 meses, considerando la instalación y seguimiento del SMI a efectos de evaluar los resultados y costos de los diferentes aspectos del SMI, así como evaluar los beneficios para los usuarios. En la segunda etapa, el cambio a medidores inteligente de los medidores instalados en cada uno de los predios de los usuarios.



Con lo cual las empresas podrán ampliar y tomar mayor contacto y experiencias con estas tecnologías, para mejorar sus actividades de comercialización orientado a una correcta facturación de energía a sus usuarios. En esta solución de la mejora del registro de los consumos de energía de los usuarios, la empresa va en busca de las instalaciones SMART GRID, para lo que se va a requerir intensivamente las mediciones de energía y los otros parámetros eléctricos para la administración de la demanda, no solo a nivel de los despachos para atender la demanda sino en todos los aspectos desde el planeamiento, control, protección y actuaciones tempranas a los eventos de contingencia.

CONCLUSIONES

Dentro de las conclusiones tenemos:

1. Respecto al objetivo general, se ha podido comprobar qué con la instalación del equipamiento de medición a distancia, de los 725 suministros del Mercado Plaza Internacional Virgen de las Mercedes de Juliaca, se ha mejorado la calidad de lectura debido a que no se tienen errores en la lectura de los medidores y se han reducido los costos en S/. 498.08 mensualmente por haberse suprimido las actividades de lectura de medidores, cortes y reconexiones, para los suministros de dicho mercado.
2. Respecto al objetivo específico de evaluar la mejora de la calidad de lectura de medidores, se ha podido comprobar qué con la instalación del equipamiento de medición a distancia, de los 725 suministros del Mercado Plaza Internacional Virgen de las Mercedes de Juliaca, se ha mejorado la calidad de lectura debido a que no se han presentado errores en la lectura de los medidores, desde su operación comercial en enero del 2017, así también desde su inicio hasta la fecha los reclamos de los usuarios del Mercado Virgen de las Mercedes por exceso de consumo (error en la lectura, en el medidor o en su registro) en su totalidad han sido declarados infundados, teniendo como sustento los datos del sistema, en cualquier momento es factible tomar la lectura y ese valor se compara con el registro físico del medidor en su local del Mercado Virgen de las Mercedes. Por las razones expuestas el objetivo específico se ha cumplido.

Para mayores detalles, de los resultados de la calidad de la lectura de los medidores, se ha confirmado que efectivamente por los valores reportados y registrados en el software de la Medición Remota comparado con lo realizado manualmente por los lecturistas hasta antes del nuevo Sistema, desde enero 2017, se afirma que se ha mejorado la calidad de la toma de lectura, que sirve de base para el proceso de facturación que culmina con la emisión del recibo a los usuarios pero que corresponde efectivamente al consumo de energía en cada uno de los locales de los comerciantes del mercado de abastos Virgen de las Mercedes de Juliaca.



3. Respecto al objetivo específico de la cuantificación de la reducción de costos del servicio, se ha podido comprobar que con la instalación del equipamiento de medición a distancia, de los 725 suministros del Mercado Plaza Internacional Virgen de las Mercedes de Juliaca, los mismos se han reducido debido a que las actividades de toma de lectura y de cortes y reconexiones, son realizadas de manera automática, la reducción se ha determinado en el monto de S/. 498.08 en forma mensual. Por lo indicado el objetivo específico se ha cumplido.

RECOMENDACIONES

En cuanto a las recomendaciones, nuevas aplicaciones y propuesta de costos tenemos:

1. En cuanto a las nuevas perspectivas en este tema de la Medición Remota, se debe evaluar la inclusión y ejecución de nuevos proyectos con el sistema indicado u otros con el mismo fin, que se mejore la calidad de la toma de lectura de los medidores de los suministros de los usuarios y de otras actividades como la de cortes y reconexiones, pues se cuenta con la tecnología para su factibilidad, pero es necesario la realización mediante los proyectos pilotos, como el presente trabajo.
2. Los proyectos a ejecutarse deben orientarse a la mejora de la calidad y la reducción de los costos en las actividades de distribución eléctrica, a fin de que los usuarios que son los que pagan los costos de las tarifas eléctricas, se favorezcan con esta reducción y la mejora de la calidad de lectura.
3. Las proyecciones a fin de que los usuarios puedan optar por la elección de otras opciones, como las opciones multitarifas, el medidor inteligente está preparado para esta versatilidad en cuanto a las tarifas.
4. Otro aspecto que también está incluido es la alerta de la ausencia de tensión, es decir la alarma cuando ocurre una interrupción del servicio, la cual debe reportar de manera directa a la central para evaluar si se trata de una falla en el sistema.
5. La propuesta de la reducción de costos, como se ha mencionado en la actividad indicada de la toma de lectura de medidores, la que forma parte del cargo fijo, con una implementación masiva o en parte debe ser tomada en cuenta para la nueva normativa y considerada en la reformulación de este cargo, el que beneficiará a todos los usuarios que hacen uso de estos sistemas.
6. Como se ha manifestado en el análisis del proyecto, en la nueva evaluación del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución VAD, del periodo de fijación de tarifas 2018-2022 y 2019-2023 se ha incluido como exigencia para las empresas distribuidoras de la Corporación FONAFE donde es parte la empresa Electro Puno, la presentación como cargo adicional del Plan de Reemplazo Gradual a Sistemas de Medición Inteligente (SMI), la oportunidad de las empresas



de obtener un financiamiento para que se reemplace los equipos de medición y permita la mejora de su proceso de facturación a los usuarios, así como los beneficios mencionados a la empresa y a los usuarios del servicio.

7. Este tipo de tecnologías de las mediciones inteligentes están orientadas al objetivo macro que es la administración de la demanda de energía eléctrica y al uso de las aplicaciones del SMART GRID, la cual requiere la información registro y uso de las mediciones de parámetros eléctricos no solo de la energía eléctrica, el medidor inteligente cumple ampliamente esta condición por ello va en ese norte del uso eficiente de la energía eléctrica. Además, la posibilidad de entregar energía a la red (usuario que cuenta con generación distribuida solar, eólica u otra), el medidor inteligente mide la energía de manera bidireccional (en un sentido, cuando usa energía de la red y otro inverso cuando entrega la energía generada a la red), la normatividad debe estar preparada para efectuar estas transacciones y las tarifas a considerarse.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, B. J. M. (2011). *Servicios de medición avanzada (AMI) para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la Legislación Exuatoriana* [Universidad de Cuenca]. <https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/2550/1/tm4468.pdf>
- Apaza, M. V. A. (2017). *Estudio del canal PLC (Power Line Communications) para el envío de datos a bajo costo en redes eléctricas domiciliarias* [Universidad Católica San Pablo]. http://repositorio.ucsp.edu.pe/bitstream/UCSP/15513/2/APAZA_MAMANI_VIC_EST.pdf
- Arciniegas, M. A. F., Imbajoa, R. D., y Revelo, J. F. (2017). Diseño e implementación de un sistema de medición inteligente para AMI de la microred de la Universidad de Nariño. *Enfoque UTE*, 7, 300-314.
- Calderón, B. M. (2012). *Sistema de lectura remota para el consumo de energía en clientes residenciales* [Instituto Tecnológico de Costa Rica]. https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/3132/Informe_Final.pdf?sequence=2
- Concepción, M. A. (2015). *Desarrollo de un modelo de evaluación de ciudades basado en el concepto de ciudad inteligente (Smart city)* [Universidad Politécnica de Madrid]. https://oa.upm.es/39079/1/Concepcion_Moreno_Alonso.pdf
- Espinosa, R. H. M. (2007). *Sistema de medición remota de energía eléctrica*. Universidad Tecnológica de la Mixteca.
- Fernández, W., y Rodríguez, A. (2018). OFDM óptimo para la comunicación bidireccional en las redes eléctricas inteligentes. *Ingeniare*, 26, 43-53. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052018000100043>
- Gómez, L. J. M., Castán, L. R., Montero, C. J. C., Meneses, R. J., y García, H. J. (2015). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. *Artículos técnicos*, 180-191. <https://www.ineel.mx//boletin042015/tecni1.pdf>
- Harper, E. (2009). *Tecnologías de generación de energía eléctrica*. Limusa.

- Inga, O. E., Arias, C. D., Orejuela, L. V., y Inga, O. J. (2013). Comunicaciones celulares para medición inteligente de energía eléctrica en sistemas de distribución. *Revista de Ciencia y Tecnología INGENIUS*, 10, 89-94. <https://doi.org/10.17163/ings.n10.2013.03>
- Reglamento de la Ley de Conseciones Eléctricas - D.S. N 009-93-EM, 103 (1993). <https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/DS-009-93-EM-REGLAMENTO-LCE.pdf>
- OSINERGMIN. (2016). La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. En *Osinergmin*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Norma de conexiones para suministro de energía eléctrica hasta 10 kW - R.D. 080-78-EM/DGE, 30 (1978).
- Ley de Concesiones Eléctricas - Ley N 25844, 41 (1992). https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf
- Decreto supremo N 020-97-EM, 57 (1997). <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-020-97-EM.pdf>
- Norma DGE - Contraste del sistema de medición de energía eléctrica - R.M. 496-2005, 13 (2005). <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/rm496-2005.pdf>
- Ley general de electrificación rural - LEY N 28749, 7 (2007). <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY.28749.pdf>
- Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales - NTC SER - 016-2008, 17 (2008).
- Ley General de Electrificación Rural - Ley N 28749, 68 (2020).
- Ramirez, C. S. (2004). *Redes de distribución de energía* (3a ed.). Universidad Nacional de Colombia.
- Revista Electro Industria. (2021, julio). Medición remota de medidores de servicios electricos. 256, 56.



- Torres, T. M., García, A., Torres, Á., Duque, M., y García, C. (2015). La medición remota de energía eléctrica: un campo de oportunidades para la industria Colombia. *Revista de Ingeniería Uniandes*, 7, 37-42. <https://doi.org/https://doi.org/10.16924/riua.v0i7.612>
- Zaldaña, J. A. (2011). *Medidor inalámbrico de consumo de energía eléctrica de bajo costo* [Universidad de El Salvador]. http://ri.ues.edu.sv/2029/1/Medidor_inalámbrico_de_consumo_de_energía_eléctrica_de_bajo_costo.pdf
- Zapata, G. J. A., Vidrio, L. G., Gómez, L. J., y Mijárez, C. R. (2001, febrero 10). Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado. *Tendencias Tecnológicas*, 29-36. <https://www.ineel.mx/2001a/tendencias2.pdf>
- Zegarra, P. M. A. (2017). *Análisis de nuevo sistema de medición centralizada de energía eléctrica con medidores inteligentes en área de la Región Arequipa* [Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa]. <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/5097/ELzepima.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

ANEXOS

Anexo 1. Procedimiento de Facturación de Electro Puno S.A.A.

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Código: M-531-13-GM
	PROCESO DE FACTURACION	Versión: 02 Área: Facturación Fecha : 23/01/13 Página : 1 de 7

MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PROCESO DE FACTURACION

Código	M-531-12-GM
Versión	02

Nro.	FECHA	APROBADO POR	REVISADO POR	ELABORADO POR
5				
4				
3				
2	Ene-13	CARLOS FALCONI S	JUAN CHIPANA C.	HERNAN MAMANI L.
1	Jun-11	CARLOS FALCONI S	LUIS SANTILLAN C.	CAROLINA LUQUE A
0	Dic-04	AUGUSTO PACA E.	HENRY RAMOS C.	PERCY ARRIAGA A.

Emitido: ING. RONALD TORO BARRIGA Especialista en Facturación Electro Puno S.A.A.	Revisado: ING. FRANCISCO IVAN ESCOBAR Jefe Planeamiento y Desarrollo	Vo.Bo.: ING. JUAN CHIPANA CARPIO Gerente de Marketing Electro Puno S.A.A.	Aprobado: ING. GUSTAVO FLORES SALAZAR Gerente General Electro Puno S.A.A.
---	---	---	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Código: M-531-13-GM
	PROCESO DE FACTURACION	Versión: 02 Área: Facturación Fecha : 23/01/13 Página : 2 de 7

PROCESO DE FACTURACION

1. OBJETIVO.

Emitir los consumos de energía eléctrica de manera eficiente dentro de los plazos establecidos.

2. GLOSARIO.

3. POLÍTICAS O NORMAS DE OPERACIÓN.

- Resolución N°193-2004-OS/CD.
- Ley de Concesión Eléctrica 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesión Eléctrica 009-93.
- NTCSE. Decreto Supremo DS-020-97-EM/VME.

4. RESPONSABLES.

Los integrantes del área de facturación son los responsables del cumplimiento de este procedimiento.

5. DESCRIPCIÓN.

- 5.1 Los Asistentes de Facturación emiten las notas de contabilidad del mes del sistema.
- 5.2 El Supervisor de Facturación coordina con el área de servicio al cliente para determinar la fecha y hora de cierre de los procesos de servicio al cliente (suministros nuevos, modificados, recuperos y otros).
- 5.3 El Supervisor de Facturación coordina con el Asistente de Cobranza y los Asistentes de Facturación para determinar la fecha y hora de cancelación de los paquetes.
- 5.4 Los Asistentes de Facturación ingresan al sistema los parámetros de facturación y los pliegos tarifarios.

Emitido: ING. RONALD RODRÍGUEZ BARRIGA Especialista en Facturación ELECTRO PUNO S.A.A.	Revisado: ING. FREDY CORDERO Jefe Planeamiento y Desarrollo	Vo.Bo.: ING. JUAN CIPRIANO CARILLO Gerente de Marketing	Aprobado: ING. CARLOS CORDERO GERENTE GENERAL
--	--	--	--

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Código: M-531-13-GM
	PROCESO DE FACTURACION	Versión: 02 Área: Facturación Fecha : 23/01/13 Página : 3 de 7

- 5.5 Los Asistentes de Facturación ingresan al sistema las compensaciones por aplicación de la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE).
- 5.6 Los Asistentes de Facturación ingresan al sistema los parámetros de interrupciones ocurridas en el mes para su compensación, enviadas por el área de operaciones.
- 5.7 Los Asistentes de Facturación verifican que los pagos especiales sean los adecuados y correspondientes para el proceso de facturación.
- 5.8 Si los pagos especiales no son los adecuados.
 - 5.8.1 Los Asistentes de Facturación postergan los pagos en el sistema.
- 5.9 Los Asistentes de Facturación emiten los padrones de lectura del sistema. **(Proceso de Lectura de Medidor).**
- 5.10 Los Asistentes de Facturación efectúan la anulación de los suministros con deuda impaga mayor a 8 meses en el sistema.
- 5.11 Los Asistentes de Facturación efectúan la generación de pagos especiales por corte y reconexión en el sistema.
- 5.12 Los Asistentes de Facturación en coordinación con el técnico de servicio al cliente efectúan la recodificación de los suministros observados durante el proceso de lecturas.
- 5.13 Los Asistentes de Facturación realizan el reprocesado de facturación del mes anterior en el sistema.
- 5.14 El Supervisor de Facturación realiza el backup de la información.
- 5.15 Los Asistentes de Facturación emiten las tablas de datos para el área de tarifas y contratos y la oficina de planeamiento (FBP, ventas, MEM) del reprocesado.
- 5.16 Los Asistentes de Facturación realizan el inventario de deudas por consumo de energía eléctrica en el sistema.
- 5.17 Los Asistentes de Facturación ejecutan en el sistema el proceso de facturación.
- 5.18 El supervisor de Facturación y los Asistentes de Facturación efectúan el consistenciado de la calidad del proceso de facturación, evaluándose por muestreo de rangos de consumos, tarifas aplicadas y localidades facturadas.

Emitido: ING. RONALD RODRÍGUEZ BALLEZA Especialista en Facturación ELECTRO PUNO S.A.A.	Revisado: ING. WILSON CRUZANTES CORDERO Jefe Planeamiento y Desarrollo	Vo.Bo.: ING. JUAN CHPANÁ CAPIO Gerente de Marketing (M) ELECTRO PUNO S.A.A. Gerente de Marketing	Aprobado: ING. CARLOS A. POLOANI SALAZAR JEFE GENERAL ELECTRO PUNO S.A.A. Gerente General
---	--	--	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Código: M-531-13-GM
	PROCESO DE FACTURACION	Versión: 02 Área: Facturación Fecha : 23/01/13 Página : 4 de 7

5.19 Los Asistentes de Facturación emiten las tablas de datos para el área de tarifas y contratos y la oficina de planeamiento (FBP, Ventas, MEM) del facturado.

5.20 Los Asistentes de Facturación emiten los recibos para el reparto de recibos **(Proceso de Reparto de Recibos)**.

5.21 El Supervisor de Facturación realiza el backup de la información.

5.22 Los Asistentes de Facturación emiten los listados de facturación, reprocesado, notas de contabilidad y complementarios para la Gerencias de Administración, oficina de planeamiento y oficina de sistemas de información.

5.23 Los Asistentes de Facturación generan las tablas de cortes y reconexiones del mes en proceso.

5.24 FIN DEL PROCEDIMIENTO.

6. FORMATOS O DOCUMENTOS GENERADOS.

El documento final generado es el recibo por consumo de energía eléctrica correspondiente al mes de proceso de facturación.

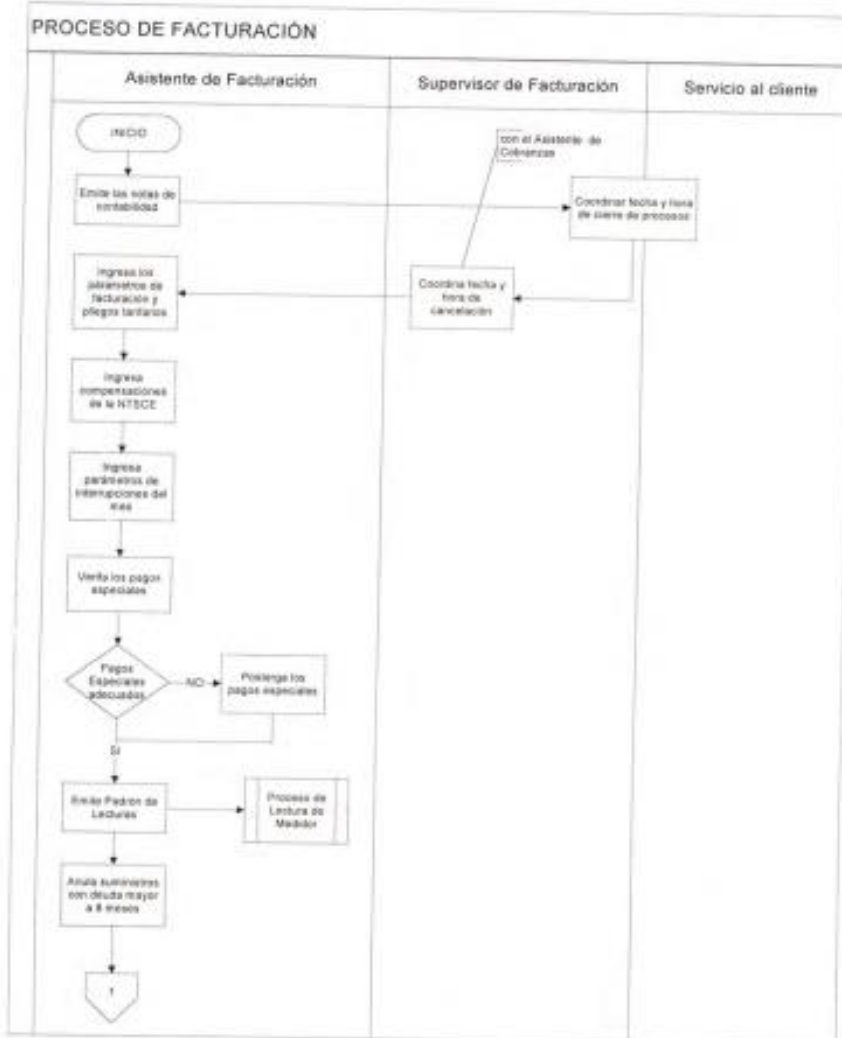
7. FRECUENCIA.

Mensual.

Emitido: ING. RONALD PINEDA BARBA Especialista en Facturación ELECTRO PUNO S.A.A.	Revisado: ING. RONALD PINEDA BARBA Jefe Planeamiento y Desarrollo	Vo.Bo.: ING. JUAN CHIPANA CARIPIO Gerente de Marketing (e) Gerente de Marketing	Aprobado: Gerente General ING. CARLOS A. FALCÓN SALAZAR GERENTE GENERAL CP. N° 24935
---	--	---	---

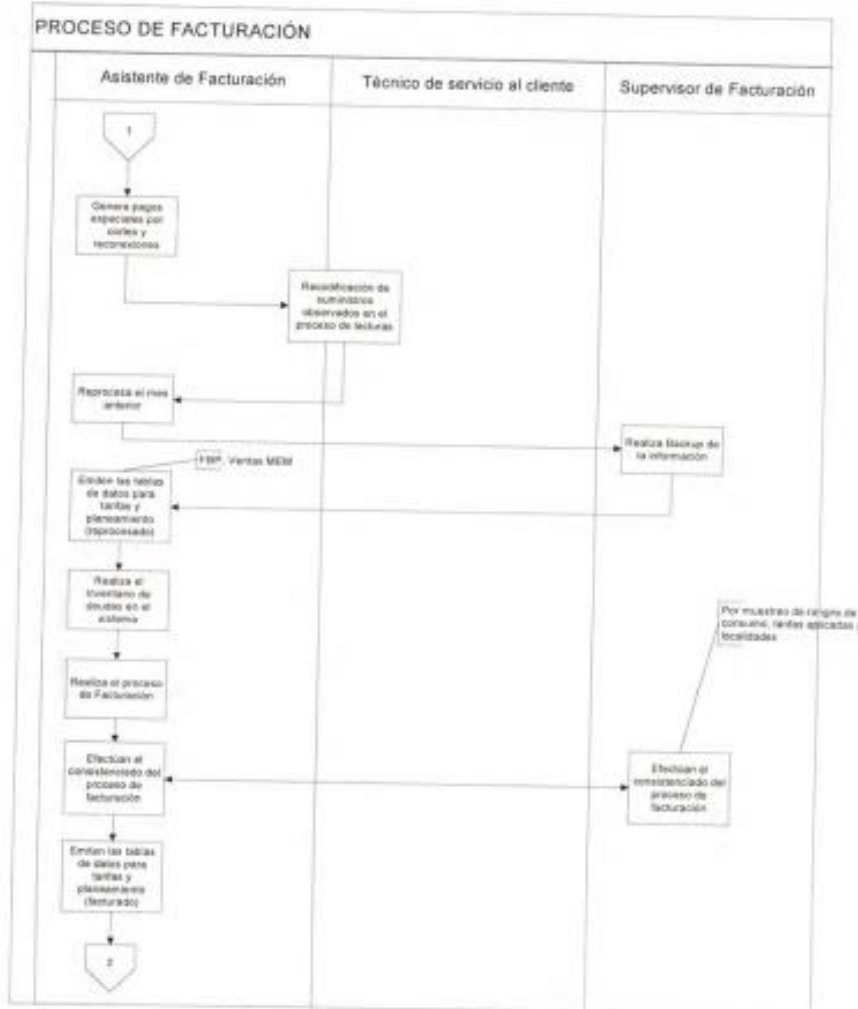
	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Código: M-531-13-GM
	PROCESO DE FACTURACION	Versión: 02 Área: Facturación Fecha : 23/01/13 Página : 5 de 7

8. DIAGRAMAS.



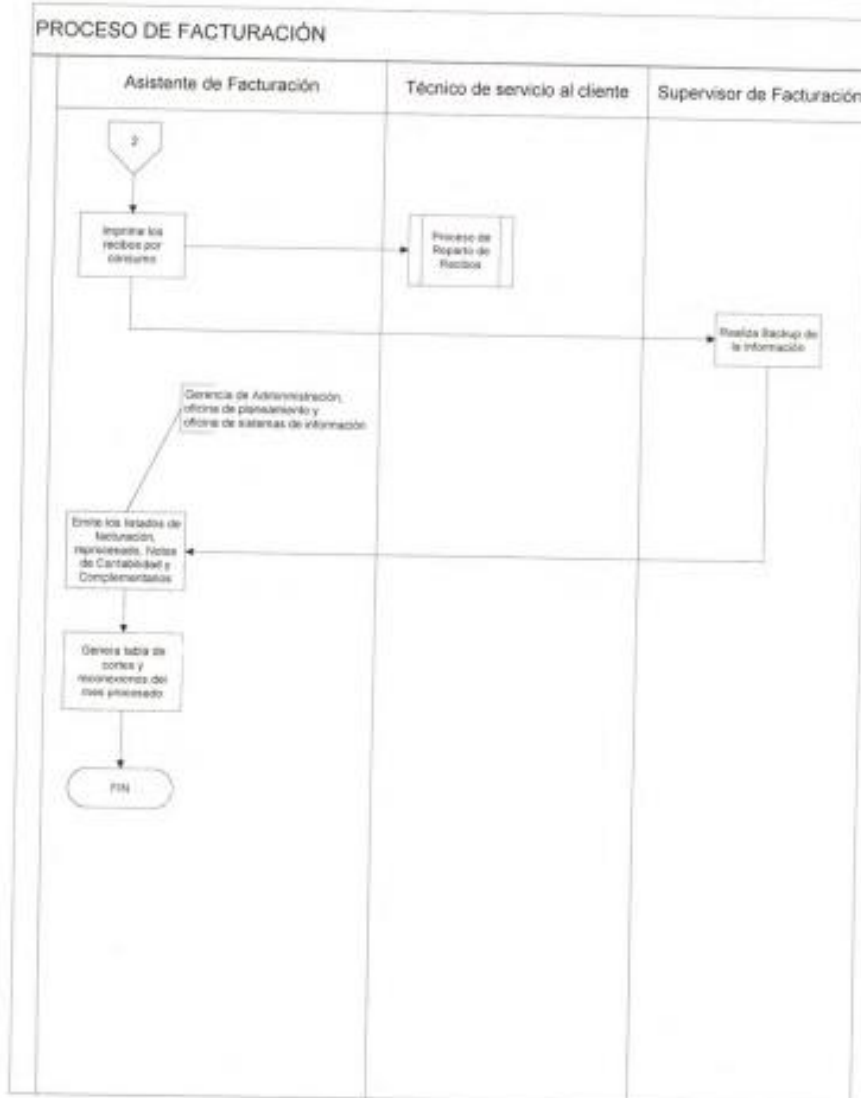
<p>Emitido:</p> <p>ING. RONALD RODRIGUEZ BARRIGA Especialista en Facturación ELECTRO PUNO S.A.A.</p>	<p>Revisado:</p> <p>ING. FREDY CARRASCO Jefe Planeamiento y Desarrollo</p>	<p>Vo.Bo.:</p> <p>ING. JUAN CHIPANA CARPIO Gerente de Marketing ELECTRO PUNO S.A.A.</p>	<p>Aprobado:</p> <p>ING. CARLOS A. RAUONO SALAZAR Gerente General ELECTRO PUNO S.A.A. GP N° 2643C</p>
--	--	---	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Código: M-531-13-GM
	PROCESO DE FACTURACION	Versión: 02 Área: Facturación Fecha : 23/01/13 Página : 6 de 7



Emitido: Inge. RONALD PONCE Especialista en Facturación <small>C.P. N° 48931</small> ELECTRO PUNO S.A.A.	Revisado: Inge. FREDDY CERVANTES <small>Inge. N° 48931</small> Jefe Planeamiento y Desarrollo	Vo.Bo.: Inge. JUAN CHIPANA Gerente de Marketing <small>ELECTRO PUNO S.A.A.</small>	Aprobado: Gerente General <small>INGENIERO A. WILLIAM SALAZAR</small> GERENTE GENERAL <small>C.P. N° 24830</small>
--	---	--	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	Código: M-531-13-GM
	PROCESO DE FACTURACION	Versión: 02 Área: Facturación Fecha : 23/01/13 Página : 7 de 7



Emitido: ING. RONALD BORJA BARRIA Subgerente de Administración Especialista en Facturación ELECTRO PUNO S.A.A.	Revisado: ING. JHONY FERNANDO CORDERO Gerente de Planeamiento y Desarrollo ELECTRO PUNO S.A.A.	Vo.Bo.: ING. JUVINA CHIPANA CARDO Gerente de Marketing Adj. Gerente de Marketing ELECTRO PUNO S.A.A.	Aprobado: ING. GUILLERMO SALAZAR Gerente General GERENTE GENERAL ELECTRO PUNO S.A.A.
---	---	---	---

Anexo 2. Ficha Técnica Medidor Monofásico Electrónico con PLC y relé TCE-MT-1000

FICHA TECNICA MEDIDOR MONOFASICO ELECTRONICO CON PLC Y RELE TCE-MT-1000				
CARACTERISTICAS TECNICAS				
REFER	GENERALES	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
1.1	Normas de Fabricación y pruebas		IEC 62052-11 IEC 62053-21	IEC 62052-11 IEC 62053-21
			CEI 60060 CEI60068 CEI60085	CEI 60060 CEI60068 CEI60085
			CEI 1000-4 ISO 75-2	CEI 1000-4 ISO 75-2
2	ELECTRICAS			
2.1	Tipo de Diseño		Electrónico	Electrónico
2.2	Número de Fases		1	1
2.3	Número de Hilos		2	2
2.4	Tensión Nominal	V	220	220
2.5	Corriente Nominal	A	5	5
2.6	Intensidad Máxima sin variar la clase de precisión, mayor o igual a	A	60	60
2.7	Frecuencia	Hz	60	60
2.8	Clase de precisión según norma CEI62053	%	1	1
2.9	Capacidad Carga térmica	A	50	50
2.10	Corriente electrodinámica que soportara durante 0.5s	In	40	40
2.11	Máximo Consumo del circuito de corriente a carga nominal	VA	4	4
2.12	Máximo Consumo del circuito de tensión a carga nominal	W/VA	2/10	2/10
2.13	Tensión de prueba de aislamiento a 60Hz durante 1 minuto	Kv.r.m.s	4	4
2.14	Constante del Medidor	IMP/kwh	800/1,200/1600	1,200
2.15	Corriente de arranque	%In	0.4	0.4
2.16	Rango de Variación de Tensión	%Un	10 +/-	10 +/-
3	MECANICAS			
3.1	Marcha en vacío (115%)	IMP	< 1 IMP	< 1 IMP
3.2	Numerador Siempre Positivo		Si	Si
3.3	Intervalo de Temperatura			
	Intervalo límite de funcionamiento	°C	-25 a 60	-25 a 60
	Intervalo límite almacenamiento	°C	- 25 a 70	-25 a 70
3.4	Coefficiente de temperatura promedio a frecuencia y tensión nominal para cos $\phi = 1$ entre el 10 y 100% (In)	%°C	0.05	0.05
	para cos $\phi = 0.5$ entre el 20 y 100 % (In)	%°C	0.07	0.07
3.5	Dimensiones máximas del medidor			
	Altura	mm	200	150
	Ancho	mm	150	112
	profundidad	mm	150	71
4	MEDICION			
4.1	Rango de Variación de la precisión desde 10% In hasta Imax (corriente máxima admisible en el medidor)	%	± 1	± 1
4.2	Para 5% In hasta 10% In cos $\phi = 0.5$ (atrasado) y Cos $\phi = 1$ y 220v (Un)	%	± 1.5	± 1.5
4.3	Desde 20% In hasta Imax (corriente máxima admisible en el medidor), COS $\phi = 0.5$ (artrasado) y cos $\phi = 0.8$ (adelantado) a 220v (un)	%	± 1	± 1
4.4	Para 10% In hasta 2% In, cos $\phi = 0.5$ (atrasado) y Cos $\phi = 0.8$ (adelantado) a 220v (Un)	%	± 1.5	± 1.5
4.5	Del 90% al 110% de la tensión nominal ,5% In hasta Imax y Cos $\phi = 1$	%	± 0.7	± 0.7
4.6	Del 90% al 110% de la tensión nominal , 10% In hasta Imax y Cos $\phi = 0.5$ (atrasado)	%	± 1.0	± 1.0
4.7	De 58.8 hasta 61.2 Hz para 5% In hasta Imax y Cos $\phi = 1$	%	± 5	± 5
4.8	De 58.8 hasta 61.2 Hz para 10% In hasta Imx y Cos $\phi = 0.5$ (atrasado)	%	± 0.7	± 0.7



Anexo 3. Single-phase Electronic Energy Meter TCE-MT-1000

Techen

Single-phase Electronic Energy Meter TCE-MT-1000

4960100317

1

MENU

1	GENERAL INTRODUCTION.....	3
1.1	OVERVIEW.....	3
1.2	WORKING PRINCIPLE.....	3
1.3	TECHNICAL PARAMETERS.....	3
1.3.1	<i>Main Technical Parameters</i>	3
1.3.2	<i>Real-time clock</i>	4
1.3.3	<i>Pulse Output</i>	4
1.3.4	<i>Other Data</i>	4
1.3.5	<i>Meter Appearance</i>	4
1.3.6	<i>Installation Size</i>	6
1.3.7	<i>Terminal Connection Method</i>	6
2	MAIN FUNCTIONS.....	6
2.1	ENERGY MEASUREMENT	6
2.2	MEASURING.....	6
2.3	DAILY ENERGY STORE	7
2.4	DISPLAY	7
2.5	COMMUNICATION	8
2.6	EVENT RECORDS	8
2.7	PULSE OUTPUT	8
2.8	LED BACKLIT	9
3	TRANSPORTATION AND STORAGE	9
4	CONTACT.....	9

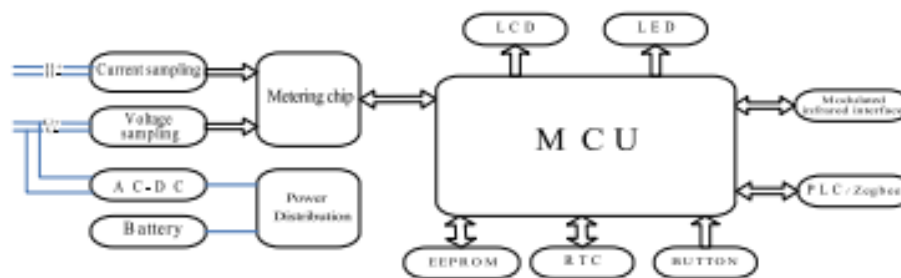
1 General Introduction

1.1 Overview

The TCE-MT-1000 single phase electrical meter is our new generation electronic energy meter with carefully optimized design. The meter uses the internationally known branded microprocessor with good performance and the stable and reliable surrounding circuits. It is configured with stable and reliable electronic special metering circuit, combines the software functional advantages of the similar products, and adopts the advanced SMT technology. The meter is compliant with the standard of IEC62052-11, IEC62053-21, INMETRO NO.431-2007, etc.

1.2 Working Principle

This product consists of metering chip, microprocessor, temperature compensation real-time clock, data interface device and human interface device. The metering chip switches the analog signal obtained from voltage dividing and current sampling to digital signal, and through digital integration calculation to ensure accurately acquiring active energy and reactive energy. The microprocessor processes data according to the relative tariff. The results are stored in data storage device, and the data information can be queried or exchanged conveniently via the external ports. For the principle diagram, please see following picture:

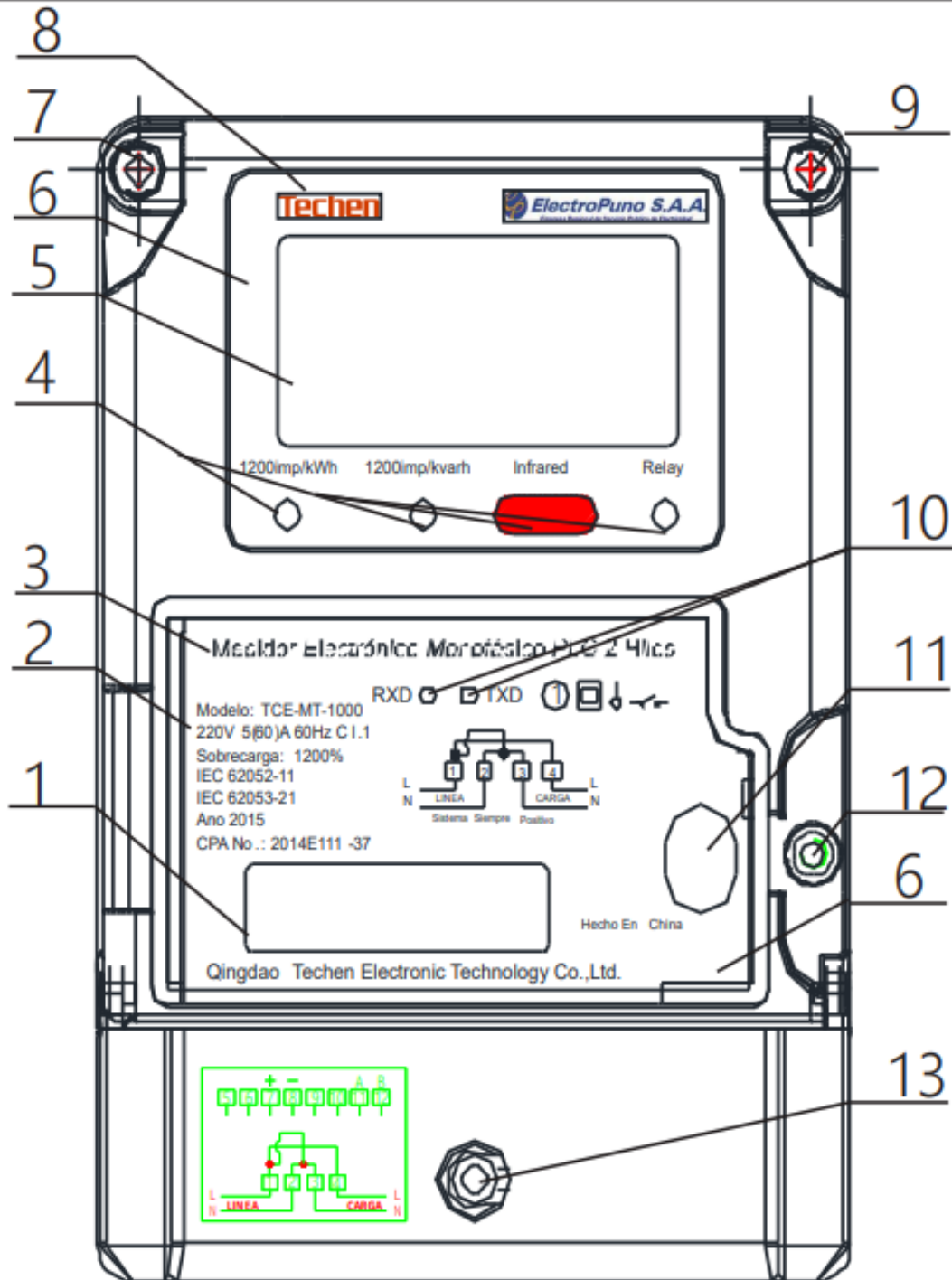


1.3 Technical Parameters

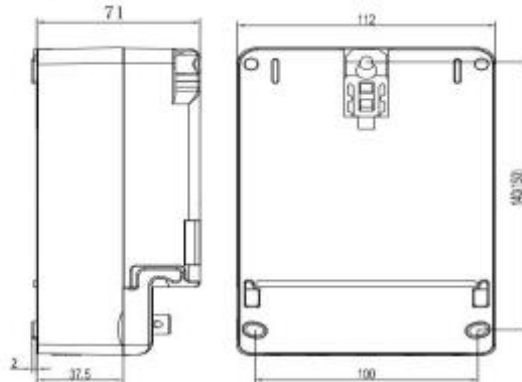
1.3.1 Main Technical Parameters

Item	Technical Requirements
Reference Voltage	220 V
Reference Current	5A
Maximum Current	60 A
Reference Frequency	60Hz
Starting Current	4‰ I _b
Accuracy	class 1
Working Temperature	-10℃~+70℃

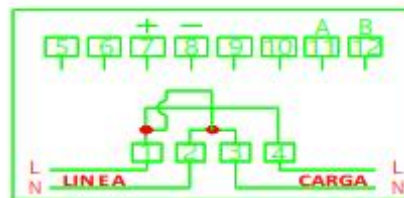
Techen



1.3.6 Installation Size



1.3.7 Terminal Connection Method



2 Main Functions

2.1 Energy Measurement

The meter measures the forward active and reactive energy, the reversed active and reactive energy and the four quadrants of reactive energy. The data is stored in the non-volatile memory. With the function of measurement in fixed time, the active energy is accumulated according to the relative time period, and stored in data of total energy and divided energy of A, B, C, D.

2.2 Measuring

Measure and display the parameters of the meter: voltage, current, power, power factor, frequency, etc. Measuring error (quoted error) is no more than $\pm 1\%$.

Voltage Measuring Range: $70\% - 120\% U_n$,

Current Measuring Range: $4\% I_b - I_{max}$.

Measure frequency: frequency measuring resolution is 0.01 Hz, test range: 57.5—62.5 Hz.

Min - measuring resolution of active power is 0.0001 kW.

Min - measuring resolution of voltage is 0.1 V. The voltage value is displayed in LCD with 1 decimal.

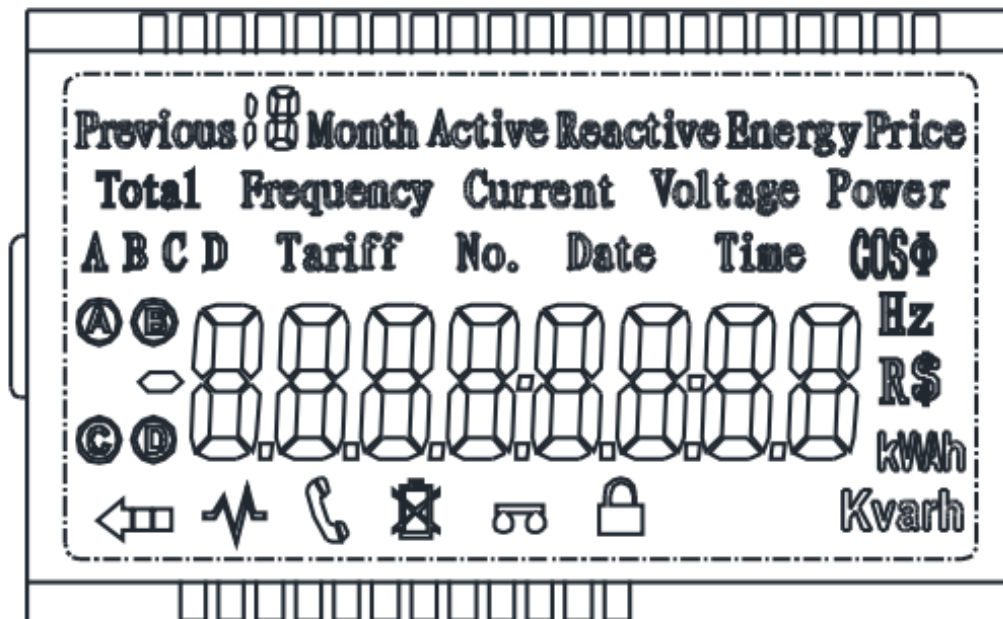
Min - measuring resolution of current is 0.001 A. The current value is displayed with 3 decimals.

2.3 Daily Energy Store

The daily energy is stored at 0'clock each day, in forward and reversed active energy, forward and reversed reactive energy and four quadrants reactive energy. Data record of 37 days is available.

2.4 Display

The meter adopts HTN LCD, with various character prompting, visible display, wide viewing angle.



1. Display modes: auto scrolling display and button scrolling display.
2. The meter displays energy, voltage, current, power, time, etc. in 8 digit number, and the decimal is programmable.
3. Display symbols: power direction, tariff, programming state, low battery voltage, malfunction, etc.
4. Display code: content code or error code.
5. The display items are programmable.
6. Display by pressing the button when power off .

2.5 Communication

The meter is configured with 2 independent physical communication ports: modulation infrared port, PLC or Zig Bee communication port.

1. Infrared port baud rate is fixed 1200bps.
2. PLC pluggable communication module (optional):
 - differential 60Hz AC time-span, select the best time-span for transmission.
 - BFSK Modulation
 - highly active frame relay forwarding mechanism, support 16 grade relay.
 - PLC communication baud rate of each phase: 50bps, 100bps, 600bps, 1200bps
 - support transparent transmission mode
 - automatically read node address when power on
3. Zig Bee pluggable communication module (optional)
Emission frequency 100mW(20dBm), Receiving sensitivity -105dBm(BER=10⁻²)
Open Frequency Interval, carrier frequency 2.4GHz.
High anti-interference performance, low error rate.

Modulating based on QPSK, adopting high-efficiency forward error correction channel coding technology, improves the outburst and random interference-proof capacity. Adopts the direct sequence spread spectrum technology, effectively anti same frequency narrow band interference. With 16 bits CRC verification for valid verification.

Air Transmission baud rate 250kbps.

2.6 Event Records

1. Record the occurring time and the energy data when clearing meter events.
2. Record the programming time, and the data identifications used in the latest 10 times of programming.
3. Record the total time synchronization times (not include broadcast synchronization), and the time of latest 10 times synchronization.
4. Record the total power off times, and the occurring time the of latest 10 power off events.
5. Record the total times of cover open, and the occurring and ending time of the latest 10 cover open events.

2.7 Pulse Output

There are 2 red LED indicators on the meter cover to indicate the pulse output of active and reactive energy. Pulse constant shows according to the meter nameplate showed. The auxiliary terminal contains 3 pairs of passive opto-coupler terminal and a pair of reserved port. For the arrangement of the auxiliary terminal, please see the following picture:



5	6	7	8	9	10	11	12
+	-	+	-	+	-	A	B
Reactive Pulse		Active Pulse		pps		Reserved Port	

The electrical principle of passive optical coupler output port see the following picture:



2.8 LED Backlit

White backlit lights at the following 2 situations:

- 1.Button pressing
- 2.Alarming for malfunction

3 Transportation and Storage

- 1.Avoid severe strike during transportation and unpacking.Transporting and storage according to GB/T15464-1995 *Common Technical Condition for the Packaging of Instruments and Meters* .
- 2.If the meter is with obvious sign of damage after severe strike or falling from high altitude during moving, fetching or installation, do not power on the meter, and contact the supplier soon.
- 3.Store the meter in original package.Ambient temperature of the storing place should be $-45^{\circ}\text{C} \sim +60^{\circ}\text{C}$, relative humidity not exceeding 75%, and without corrosive gas in the air.
- 4.Should be stored on brackets in warehouse,stack height no more than10 cartons, meter in unit box stack height no more than 10 boxes.

4 Contact

Qingdao Techen Electronic Technology Co.,Ltd
Add: No.169 Songling Road, Laoshan Area, Qingdao, China
Tel : 0086-532-88036767
Fax: 0086-532-88036766



Anexo 4. DTZ3699 Three Phase Smart Energy Meter Direct Connected User Manual

Techen 乾程

DTZ3699
Three Phase Smart Energy Meter – Direct
Connected
User Manual

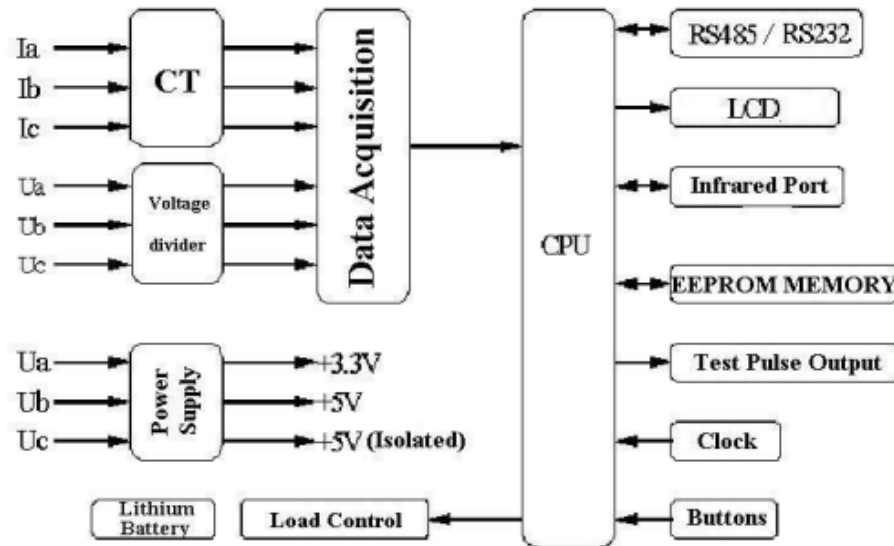
Qingdao Techen Electronic Technology Co., Ltd.



Table of Content

1 OVERVIEW	- 1 -
2 OPERATION PRINCIPLE	- 2 -
3 TECHNICAL SPECIFICATION	- 2 -
3.1 TECHNICAL PARAMETERS.....	- 2 -
3.2 METER READING BATTERY.....	- 2 -
3.3 CLOCK PARAMETER.....	- 3 -
3.4 ENERGY PULSE OUTPUT.....	- 3 -
3.5 TEST OUTPUT.....	- 3 -
3.6 DIMENSION AND WEIGHT.....	- 3 -
4 FUNCTIONS	- 3 -
4.1 FUNCTION OF ENERGY METERING.....	- 3 -
4.2 FUNCTION OF REAL-TIME QUANTITY MEASUREMENT.....	- 3 -
4.3 RATES AND TIME PERIOD.....	- 3 -
4.4 FUNCTION OF LOG STATISTICS.....	- 4 -
4.5 FUNCTION OF FREEZE.....	- 4 -
4.6 FUNCTION OF POWER FAILURE METER READING.....	- 4 -
4.7 LCD INDICATION.....	- 5 -
4.8 FACTORY DEFAULT SETTING.....	- 6 -
5 INSTALLATION	- 8 -
5.1 PARAMETER SETTING AND MAINTENANCE.....	- 10 -
5.2 TROUBLESHOOTING.....	- 10 -
6 NOTES	- 11 -
7 DELIVERY LIST	- 12 -
8 TRANSPORTATION AND STORAGE	- 12 -

2 Operation Principle



Block Diagram

3 Technical Specification

3.1 Technical Parameters

Reference Voltage	3×220(380)V
Reference Current	Basic current Ib: 10A; Maximum Current: 100A
Reference Frequency	60Hz
Accuracy Class	1 for active, 2 for reactive
Starting Current	0.4%Ib(In) (direct connection, class 1)
Operating Voltage	0.9Un~1.1Un(0.8Un~1.15Un for expanded)
Environmental Temperature	Indoor installation:-10℃~45℃(Limit range:-25℃~60℃) Outdoor installation:-25℃~60℃(Limit range:-40℃~70℃)
Relative Humidity	≤95%
Power Consumption	Voltage circuit: active power≤1.5W, apparent power≤6VA Current circuit: transformer operated≤0.2VA;direct connection≤0.4VA

3.2 Meter Reading Battery

Battery Capacity	3.6V/1.2Ah
------------------	------------

I Techen 乾程

Three Phase Smart Energy Meter User's Manual

Continuous Operating Time	Power failure and loss of volts \geq 300 times, indication for replacement in case of low battery
---------------------------	---

3.3 Clock Parameter

Clock Error	≤ 0.5 s/d(reference temperature) ≤ 1 s/d(operating temperature range)
Battery Capacity	3.6V/1.2Ah

3.4 Energy Pulse Output

Pulse Constant	Marked on nameplate
Pulse Width	80ms \pm 20ms

3.5 Test Output

Testing Signal of Daily Error	1Hz
Pulse Width of TOU Switching Signal	80ms \pm 20ms
Pulse Width of Demand Period Signal	80ms \pm 20ms

3.6 Dimension and Weight

Exterior Dimension	L \times H \times W=265mm \times 170mm \times 75mm
Net Weight	Estimated 1.5kg

4 Functions

4.1 Function of Energy Metering

The meter provides with metering the import and export active energy and reactive energy of four quadrants by rates. The reactive energy of four quadrants can be combined and accumulated flexibly to import and export reactive energy and displayed. Automatic data storage is completed on the appointed meter reading day and the data stored covers energy data of 12 months and 12 settlement periods.

4.2 Function of Real-time Quantity Measurement

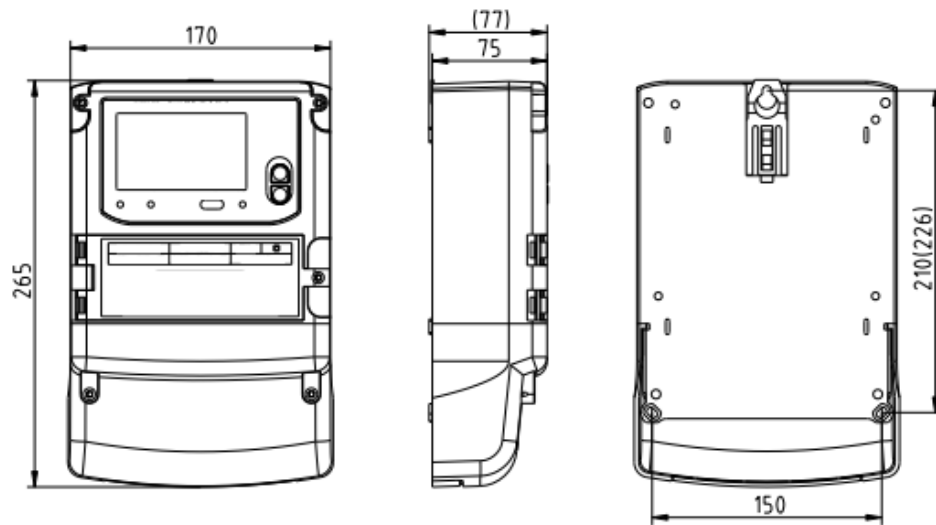
The meter provides with measurement for real-time quantity data including voltage, current, active power, reactive power, power ratio, etc. of the line connected.

4.3 Rates and Time Period

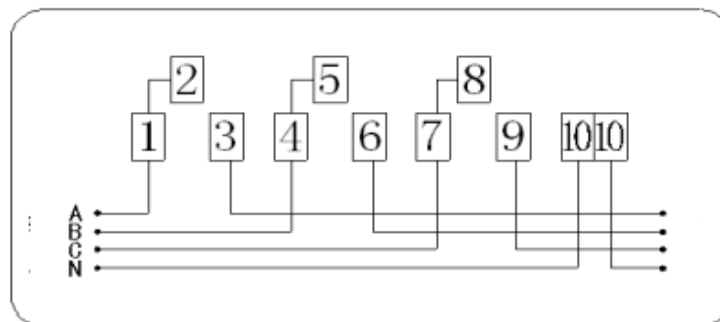
The meter provides with 1 time zone, 4 periods of time, 2 day period tables, 4 rates. The four rates can be defined as sharp, peak, day, low.

Techen 乾程

Three Phase Smart Energy Meter User's Manual



The power supply terminals should be connected correctly according to the connection diagram attached inside the terminal cover as shown below.



An example of normal arrangement of function terminals is shown below, there may be minor differences with specific meter types, please refer to the terminal diagram on the meter for actual terminal connection.



Anexo 5. DTZ3699I Three Phase Smart Energy Meter CT Operated User Manual

Techen 乾程

DTZ3699I
Three Phase Smart Energy
Meter – CT Operated
User's Manual

Qingdao Techen Electronic Technology Co., Ltd.



Table of Content

1	OVERVIEW	- 1 -
2	OPERATION PRINCIPLE	- 2 -
3	TECHNICAL SPECIFICATION	- 2 -
3.1	TECHNICAL PARAMETERS.....	- 2 -
3.2	METER READING BATTERY.....	- 2 -
3.3	CLOCK PARAMETER.....	- 3 -
3.4	ENERGY PULSE OUTPUT.....	- 3 -
3.5	TEST OUTPUT.....	- 3 -
3.6	DIMENSION AND WEIGHT.....	- 3 -
4	FUNCTIONS	- 3 -
4.1	FUNCTION OF ENERGY METERING.....	- 3 -
4.2	FUNCTION OF REAL-TIME QUANTITY MEASUREMENT.....	- 3 -
4.3	RATES AND TIME PERIOD.....	- 3 -
4.4	FUNCTION OF LOG STATISTICS.....	- 4 -
4.5	FUNCTION OF FREEZE.....	- 4 -
4.6	FUNCTION OF POWER FAILURE METER READING.....	- 4 -
4.7	LCD INDICATION.....	- 5 -
4.8	FACTORY DEFAULT SETTING.....	- 6 -
5	INSTALLATION	- 9 -
5.1	PARAMETER SETTING AND MAINTENANCE.....	- 10 -
5.2	TROUBLESHOOTING.....	- 10 -
6	NOTES	- 11 -
7	DELIVERY LIST	- 12 -
8	TRANSPORTATION AND STORAGE	- 12 -

1 Overview

DTZ3699I three-phase smart energy meter produced by Qingdao Techen Electronic Technology Co.,Ltd. is designed and manufactured on the basis of switching power supply technology, and has adopted the advanced large-scale integrated circuits technology, experienced software algorithms, low power consumption design and SMT process according to the requirements of international standards. The product is characterized by integrated functions of metering, display, communication, detection, etc. It provides with functions of metering the import and export active power of three phases, the reactive energy of four quadrants and demand by time period accurately; metering voltage, current, active and reactive power, power factors, etc. of three phases; detecting and recording loss of voltage, loss of current, loss of phase, etc; performing the function of remote and local meter reading, programming, etc. It is widely used in grid gateway, power plants, substations, comprehensive energy measurement and management of enterprises and institutions and TOU metering for industry users.

IEC Compliance:

IEC62052-11: 2003 Electricity metering equipment (a.c.)- General requirements, test and test conditions Part 11: metering equipment;

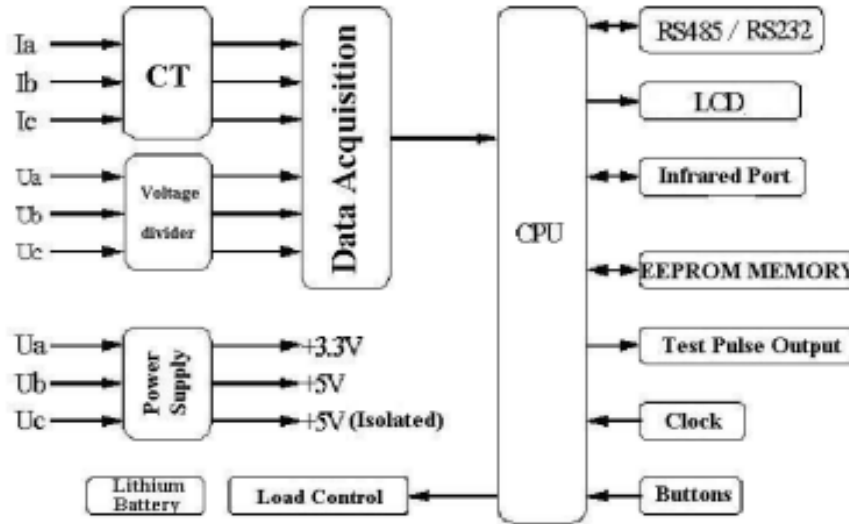
IEC62053-22: 2003 Electricity metering equipment (a.c.)- Particular requirements, Part 22: Static meters for active energy(class 0.2S and 0.5S), in replacement of IEC60687;

IEC 62053-21:2003: Electricity metering equipment (arc) – Particular requirements Part 21 : Static meters for active energy (Classes 1 and 2)

IEC 62053-23:2003: Electricity metering equipment (a.c) – Particular requirements Part 23 : Static meters for reactive energy (Classes 2 and 3)

IEC62053-61: 1998 Electricity metering equipment (a.c.)- Particular requirements Part 61: Power consumption and voltage requirements

2 Operation Principle



Block Diagram

3 Technical Specification

3.1 Technical Parameters

Reference Voltage	3×220(380)V
Reference Current	Basic:1.5A Maximum current: 6A
Reference Frequency	60Hz
Accuracy Class	0.5S for active,2 for reactive
Starting Current	0.2%Ib(In)(transformer operated)
Operating Voltage	0.9Un~1.1Un(0.8Un~1.15Un for expanded)
Environmental Temperature	Indoor installation:-10℃~45℃(Limit range:-25℃~60℃) Outdoor installation:-25℃~60℃(Limit range:-40℃~70℃)
Relative Humidity	≤95%
Power Consumption	Voltage circuit: active power≤1.5W, apparent power≤6VA Current circuit: transformer operated≤0.2VA;direct connection≤0.4VA

3.2 Meter Reading Battery

Battery Capacity	3.6V/1.2Ah
------------------	------------

Techen 乾程

Three Phase Smart Energy Meter User's Manual

Continuous Operating Time	Power failure and loss of volts ≥ 300 times, indication for replacement in case of low battery
---------------------------	---

3.3 Clock Parameter

Clock Error	≤ 0.5 s/d(reference temperature) ≤ 1 s/d(operating temperature range)
Battery Capacity	3.6V/1.2Ah

3.4 Energy Pulse Output

Pulse Constant	Marked on nameplate
Pulse Width	80ms \pm 20ms

3.5 Test Output

Testing Signal of Daily Error	1Hz
Pulse Width of TOU Switching Signal	80ms \pm 20ms
Pulse Width of Demand Period Signal	80ms \pm 20ms

3.6 Dimension and Weight

Exterior Dimension	L \times H \times W=265mm \times 170mm \times 75mm
Net Weight	Estimated 1.5kg

4 Functions

4.1 Function of Energy Metering

The meter provides with metering the import and export active energy and reactive energy of four quadrants by rates. The reactive energy of four quadrants can be combined and accumulated flexibly to import and export reactive energy and displayed. Automatic data storage is completed on the appointed meter reading day and the data stored covers energy data of 12 months and 12 settlement periods.

4.2 Function of Real-time Quantity Measurement

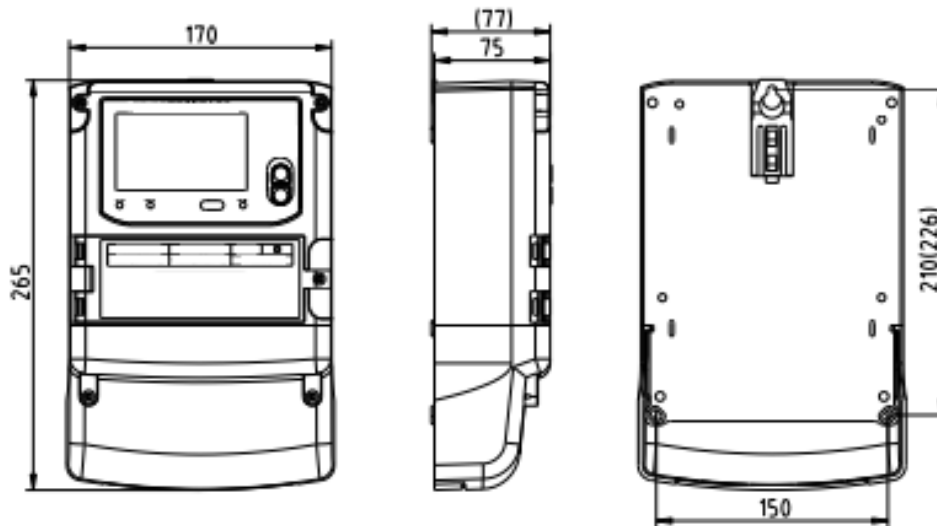
The meter provides with measurement for real-time quantity data including voltage, current, active power, reactive power, power ratio, etc. of the line connected.

4.3 Rates and Time Period

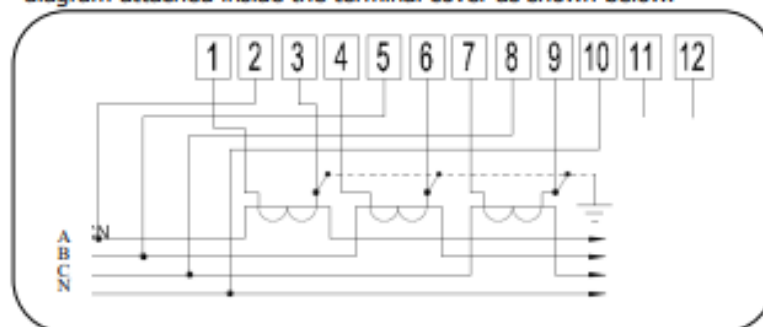
The meter provides with 1 time zone, 4 periods of time, 2 day period tables, 4 rates. The four rates can be defined as sharp, peak, day, low.

5 Installation

On the top of the meter back , there is a hole for the hook bolt and two mounting holes at the bottom that are used to fix the meter on the mounting plate.



The power supply terminals should be connected correctly according to the connection diagram attached inside the terminal cover as shown below.



An example of normal arrangement of function terminals is shown below, there may be minor differences with specific meter types, please refer to the terminal diagram on the meter for actual terminal connection.



Anexo 6. DJGZ23 TC3000 Concentrator User Manual

Techen

**DJGZ23-TC3000
Concentrator User manual**

**Qingdao Techen Electronic Technology
Co.,Ltd**

Issued on 2015-5-14



Techen

DJGZ23-TC3000 Concentrator User Manual

Dear Users:

Firstly we would like to thank you for selecting the products of TECHEN

Qingdao TECHEN ELECTRONIC TECHNOLOGY CO., LTD.. combining the market demand, basing on the scientific and technical innovation and the stability, effectiveness and practicability of products, research and develop products on the purpose of customer service. Do the best to achieve product free of maintenance, to offer better service to customer and society.

This user manual is to introduce the property, function, installation, connection and testing method of our DJGZ23-TC3000 Concentrator. Please read it carefully before use this terminal.

If there are any questions for the user manual, or any problems or requirements during application needing relative technical support, please contact us with the following contact information, and we will provide timely response and resolution.

Add:	No.169, Song Ling Rd, Laoshan District
Postcode:	266061
Telephone:	0532—80662018
Fax:	0532—88036766
Website:	http://www.techen.cn/



Contents

1 PRODUCT PROFILE.....	2
2 PERFORMANCE INDEX	2
3 BLOCK DIAGRAM OF WORKING PRINCIPLE	3
4 FUNCTIONAL CHARACTERS	3
5 INSTALLATION AND WIRING.....	5
5.1 Appearance and Installation Dimension	5
5.2 External Structure	6
5.3 LEDs Indicator on Panel	7
5.4 Terminal Wiring Diagram.....	8
6 TESTING INSTRUCTION	10
6.1 Keyboard Instruction	10
6.2 DCU LCD Display	10
6.3 Concentrator Function Instruction.....	12
7 TRANSPORTATION AND STORAGE	13
8 STATEMENT	13
APPENDIX (INFORMATION APPENDIX) PRODUCTION INSTRUCTION OF PORT LINE FOR STATE GRID CONCENTRATOR.....	14

1 Product Profile

DJGZ23-TC3000 Concentrator is one of the important components of low voltage PLC/ZIGBEE communication AMI system. It adopts the technologies of modern digital communication, embedding, pc software and hardware and low-voltage power line carrier, etc. to achieve the acquisition and analysis processing of the electricity demand side information, and integrates the functions of low-voltage PLC/ZIGBEE, active report, anti-tamper, etc.

This type of concentrator is with good electromagnetic compatibility to resist the interference of high-voltage peak impulse, strong magnetic field, strong static electricity, lightning surge, with strong temperature self-adaptability, and with the design of wide voltage range to ensure high reliability. The equipment parameter can be easily modified at site or via remote communication, supporting local/remote software online upgrading. Configuring with high capacity FLASH storage chip on motherboard to ensure convenient storage of various data; adopts the waterproof and fire retardant ABS material, wall mounting structure, lightweight and convenient installation.

This concentrator is with the characters of powerful function, easy to use, stable running performance, convenient maintenance, high reliability, high storage capacity, high flexibility and cost effective, which can meet the user demand very well on the application of distribution transformation side monitoring, remote meter reading, anti-tamper, etc.

2 Performance Index

- ◆ Rated Voltage
3×220V/380V (3 phase 4 wire)
- ◆ Frequency Range
60±6%Hz
- ◆ Dimension
290mm×180mm×95mm
- ◆ Electrical Parameter

Table 1 Electrical Parameter Required

Normal Working Voltage	0.8Un~1.2Un
Active Power	≤10W
Apparent Power	≤15VA

- ◆ Clock Parameter

Table 2 Clock Parameter Required

Clock Accuracy (daily error)	≤0.5 s/d (0℃~+40℃: ±2ppm; -40℃~+85℃: ±3.5ppm)
------------------------------	---

- ◆ Climate Condition

Table 3 Climate Condition Required

Normal Working Temperature	-25℃~55℃
Limit Working Temperature	-45℃~75℃
Storage and Delivery	-50℃~85℃

Temperature	
Storage and Working Humidity	≤95%

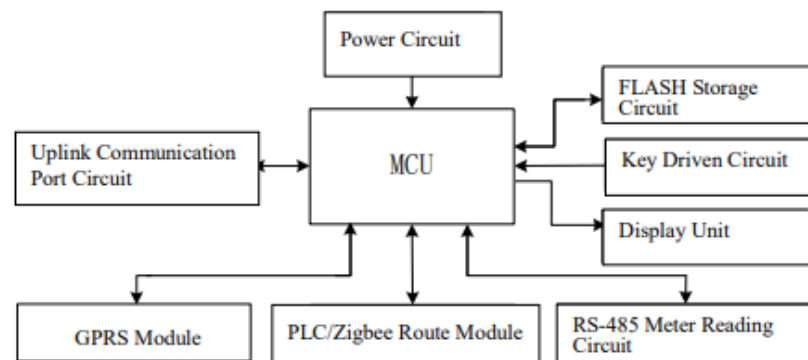
◆ Technical Parameter

Table 4 Technical Parameter Required

Master Station Protocol	Q/TC 3000.1-2012 Communication Protocol of Master Station and Acquisition Terminal
Panel Display	160*160 dot matrix single color LCD, LED Backlit
Keyboard	6 buttons: up, down, left, right, cancel, confirm
Local Transmission Port	1 RS232 Maintenance Port, 2 RS485, 1 USB, 1 Modularized Infrared Port, 1 GPRS Communication Port
Remote Upgrading	Support
Storage Capacity	64Mbits FLASH
Reliability	MTBF≥10×10 ⁴ h

3 Block Diagram of Working Principle

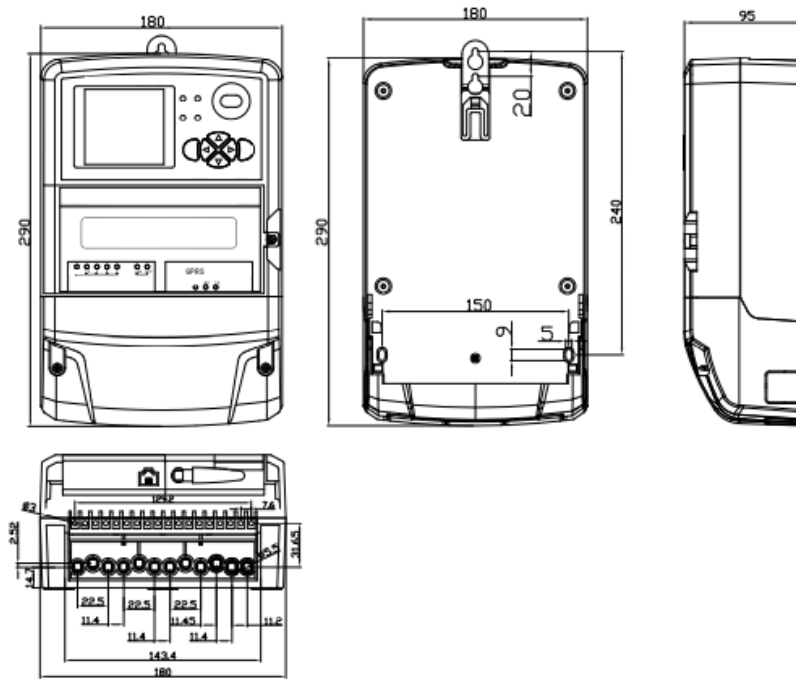
DJGZ23-TC3000 Concentrator adopts the 32-byte high speed embedded micro controller and TOPS-ucosII embedded operation system based the controller which is independently researched and developed by TECHEN. The most important features of the concentrator are low power consumption and strong anti-interference, and with various ports easy for function expansion. Meanwhile, through photoelectric isolated RS485 main line, and low-voltage power line carrier, the various data can be stored in the high capacity FLASH. Via the GPRS public wireless network, it is available to operate remotely at master station for setting parameters, interrogating real-time data, history data, alarm events and active report.



Pic.2 System Working Principle Diagram of Concentrator with PLC/ZIGBEE

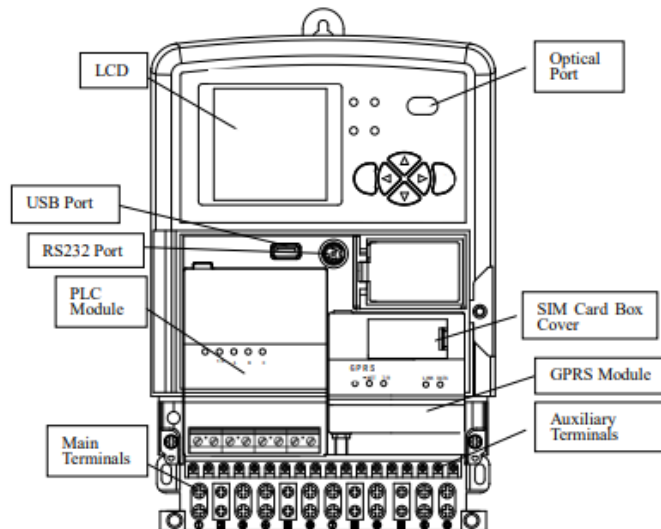
Techen

DJGZ23-TC3000 Concentrator User Manual



Techen

DJGZ23-TC3000 Concentrator User Manual



Pic.4 External Structure Sketch

Techen

DJGZ23-TC3000 Concentrator User Manual

6.3 Concentrator Function Instruction

6.3.1 Communication of Master Station and Concentrator

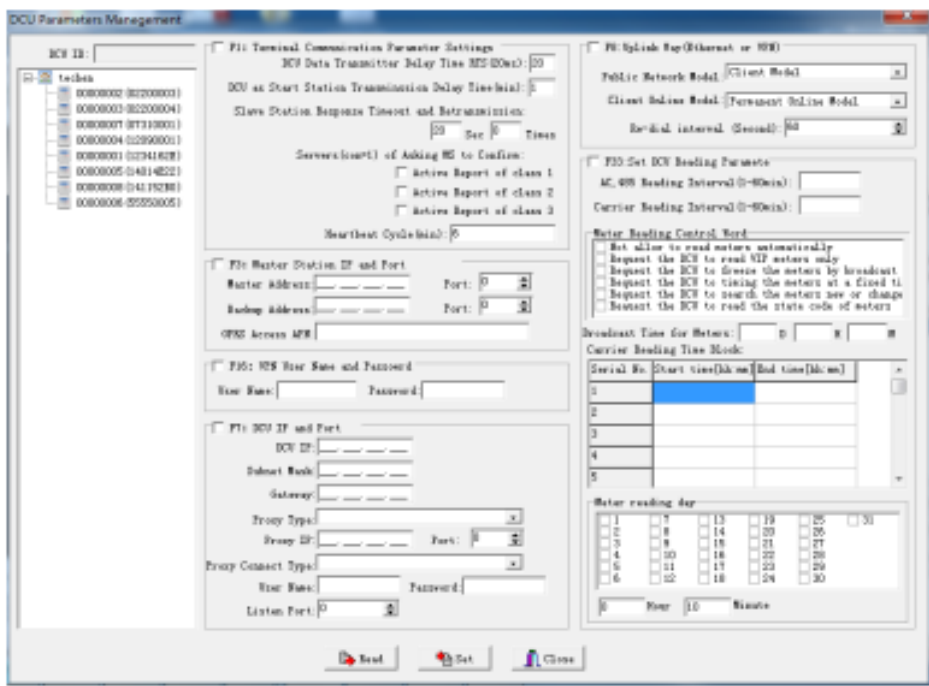
6.3.1.1 Serial Port Connection

The serial port of TECHEN DJGZ23-TC3000 concentrator adopts the six-frame serial port. For the making of port line see appendix. The parameter setting of serial port communication of master station and concentrator see the picture below. The baud rate of DJGZ23-TC3000 concentrator is fixed to 9600bps, the verification method is even parity, data bit is 8, stop bit 1.

6.3.1.2 GPRS Connection

1. Concentrator Parameter Settings

For the concentrator communicates with the master station, it is needed to set the relative parameter of the concentrator, detailed setting see the picture below:



The concentrator communicates with the master station via GPRS method, mainly need to set the parameters of F1, F3, F8 and F16. The user can set more than one parameter or set a single parameter at the master station. After finish setting the above parameters, it is needed to wait for the concentrator to build connection with the master station.

6.3.1.3 Ethernet Connection

Communication via Ethernet port, the concentrator and the master station are connected with switcher and web line. There are two main modes of Ethernet connection, TCP customer mode and TCP server mode. The network IP of the PC at master station and that of concentrator should be kept in the same network segment.



Anexo 7. Techen AMR System User Manual

Techen 乾程

Techen AMR System

User Manual

Qingdao Techen Electronic Technology Co.,Ltd

2014-12-31 Version

Table of Content

1	Summary	1
1.1	Installation	1
1.2	Main Window	1
1.2.1	Menu bar.....	2
1.2.2	Toolbar.....	3
1.3	Meter Reading Process	3
2	Using Manuals	4
2.1	System	4
2.1.1	Connect the communication server.....	4
2.1.2	Disconnect from the server.....	4
2.1.3	Serial Port communication.....	4
2.1.4	Display message window.....	5
2.1.5	Quit System.....	5
2.2	Ledger Management	5
2.2.1	Line information.....	6
2.2.2	Area Information.....	7
2.2.3	User Information.....	7
2.3	System Management	10
2.3.1	System Parameters Configuration.....	10
2.3.2	Custom parameter settings.....	11
2.4	Concentrator Management	12
2.4.1	Concentrator Parameter Management.....	12
2.4.2	Concentrator Timing.....	13
2.4.3	Concentrator TAB Management.....	14
2.5	Real-time Communication	15
2.5.1	Getting Data.....	16
2.5.2	Real-time Monitoring.....	17
2.5.3	Switch.....	17
2.6	Data Query	18
2.6.1	Single-day (month) power query.....	19
2.6.2	Single-meter power query.....	20
2.7	About	20

1 Summary

Qingdao Techen remote AMR system (referred to as remote meter reading system) uses modern communication technology to read data and write data to the remote meters or concentrators to achieve the control for the energy meters and data terminals. This manual describes the inter-communication between the background main system and the concentrators.

1.1 Installation

Minimum Hardware Configuration: CPU Pentium 4, Memory 1G, 10G HD, Display memory 64M, Network card 100M.

Support operate systems: Win2000\XP\2003\Win7

Software: Microsoft Excel

The installation and configuration of the remote meter-reading system is relatively simple, and just two steps are needed to complete the installation.

- 1、Unpack the software to the hard disk. (e.g.: D:/TCMR)
- 2、Run the “RegActiveX.bat” program in the installation directory. Register the serial-port communicating control MSCOMM32.OCX. When finishing the above two steps, double-click ‘TCMR.exe’ to install the application, and then you can run the remote AMR system.

If the operating system has registered the “MSCOMM32.OCX” control, step II would be ignored. And if you start “TCMR.exe” program but you don’t register the “MSCOMM32.OCX” program, the system will prompt error message “Not registered”.

1.2 Main Window

Double-click the program “TCMR.exe” and the login screen will show, and you should type in the account ID and password, as shown in figure 1.2.1. Click “Yes” to enter the main window, as shown in figure 1.2.2. On the top of the operating window is the system menu bar and tool bar, the menu bar is on the left, program display area is on the right, the status bar is on the bottom.



Figure 1.2.1 Login Screen

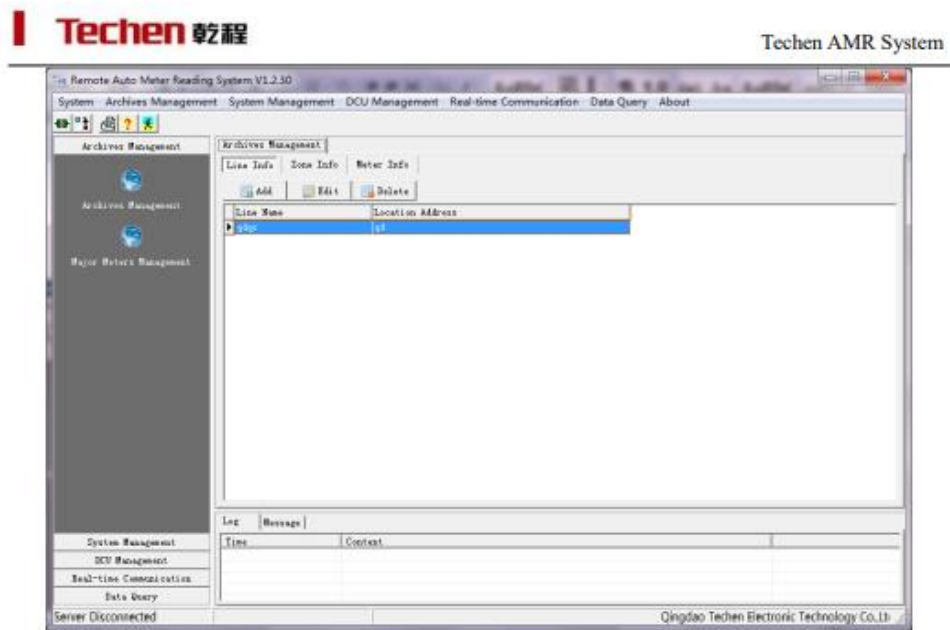


Figure 1.2.2 Main window of the software

1.2.1 Menu bar

The major functions of the menu bar on the left side are the same with the menu bar at the top, and users can do as their operating habits.

(1) Top menu bar:

The top menu bar consists of system, ledger management, system management, DCU management, real-time communication, data query and about menu in Figure 1.2.3.

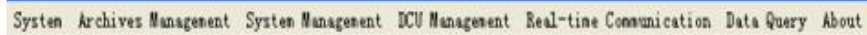


Figure 1.2.3 Menu of Main Window

(2) Left menu bar:

In the left menu bar of the main window, as shown in Figure 1.2.4

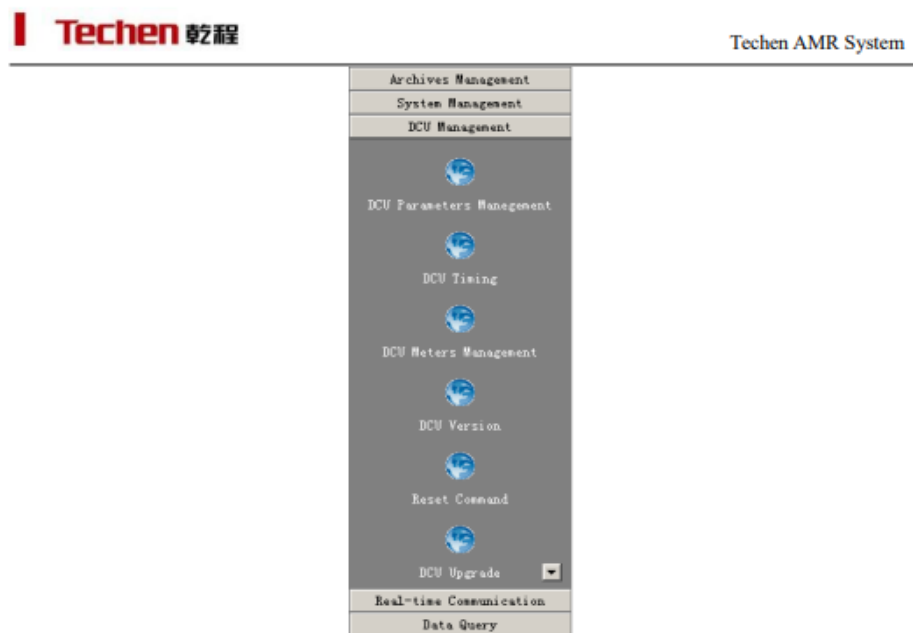


Figure 1.2.4 Left Menu Bar

1.2.2 Toolbar

Toolbar is below the menu bar, supporting several commands' shortcut, as shown in Figure 1.2.5.



Figure 1.2.5 Toolbar

Buttons in the Toolbar from left to right are: connect the communicating server, serial-port communication, switch the message window, about system, Quit system. The functions of buttons are some like the corresponding toolbar.

1.3 Meter Reading Process

After installing and testing all terminal equipments, the first time using remote AMR system mainly requires the below steps:

- 1、 Set up the routes, the areas and the users' information in the remote AMR's ledger management.
- 2、 Meters Management function is under the concentrators management function, the local database of user information (meters) will be loaded into the concentrator.
- 3、 Using real-time data collecting function in the communication module to read the specified concentrator and meter data.

2 Using Manuals

System function menu describes the uses of each functional module.

2.1 System

Click the menu item "SYSTEM" to display the sub-menus, as shown in Figure 2.1.1.



Figure 2.1.1 "SYSTEM" sub-menus

"SYSTEM" menu consists of such functions, including disconnect and connect communication with server, serial port setting, switch the message window and quit system.

Meter reading system can communicate remotely with the concentrator via the communication equipment; if the concentrator is in the local spot, it can be connected to a centralized data read and write through the serial port directly, but the remote meter reading system uses only one kind communicating mode for communication at the same time.

2.1.1 Connect the communication server

Through the wireless communication mode it is needed to be connected to the communication server firstly. Click the menu "Connect Communication Server", the system will be carried out according to the configuration of the communication parameters and communication server connection, if the connection is successful, the status bar at the left corner of the user window displays the "Connected" status information of the connection.

The communication parameter information in the "System Management" menu under "System Parameters Configuration" feature will be set.

2.1.2 Disconnect from the server

Click "Disconnect from the server" menu, and it would disconnect from the GPRS communicating server.

2.1.3 Serial Port communication

Click the "Serial Port communication" menu, the serial-port setting window will pop up, as shown in Figure 2.1.2. Choose the proper serial-port number and open it (Confirm before opening it, that it is connected to the computer via the serial line and using the right serial port number). After opening the serial port successfully, the main window of the lower left corner of the status bar shows the serial port information.

2.3 System Management

Click the "System Management" menu on the top of the window, as shown in Figure 2.3.1:

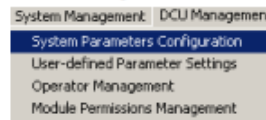


Figure 2.3.1 System management menu

Click the menu on the left of operation window "System Management", as shown in Figure 2.3.2:

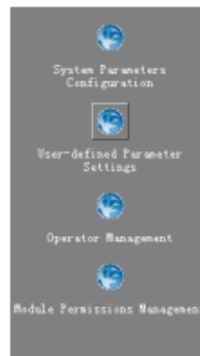


Figure 2.3.2 System Management left sub-menu

Click different sub-menus, such as system parameters configuration, to enter the corresponding operation window:

2.3.1 System Parameters Configuration

Click the "System Parameters Configuration" sub-menu; pop up system configuration window, as shown in Figure 2.3.3:

Input data format:

Statute 2007: input 8 significant digits;

Statute 1997: input 4 significant digits.

2.4 Concentrator Management

Click the top menu "DCU Management" to display the menu options, as shown in Figure 2.4.1.



Figure 2.4.1 concentrator management

Click on the left side of the menu "concentrator management" is shown in Figure 2.4.2:

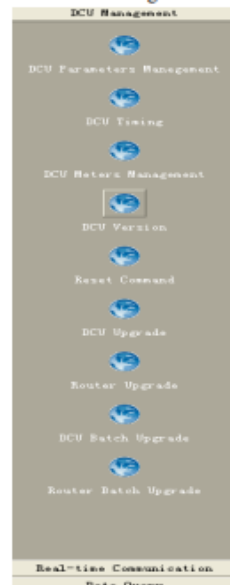


Figure 2.4.2 Concentrator Management menu on the left

2.4.1 Concentrator Parameter Management

Click "DCU Parameters Management" submenu, and pop up concentrator parameter management window, as shown in figure 2.4.3 shows.

On the left side of the "half information" choose one half of the concentrator and check the different "Fn" command, click "Read" button to get the current parameters of the concentrator. Click on the "Set"

button, the input box of current value (the user can edit) set to the current concentrator, set success, pop-up "information all confirm" prompt dialog box.

Input data formats:

IP address format: XXX.XXX.XXX.XXX, each section must be three bits; such as input "127.000.000.001".

F33: terminal meter reading time settings: time format for: hh:mm, such as input: "01:05".

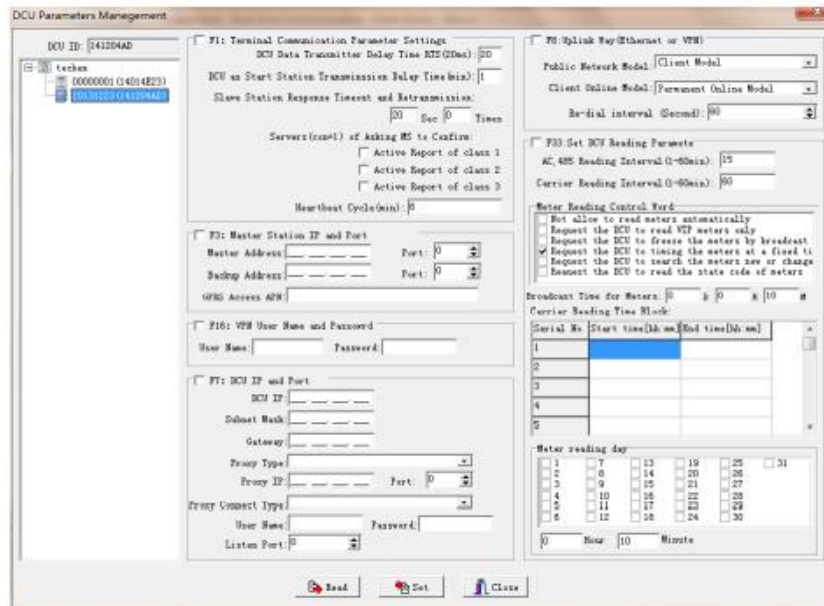


Diagram 2.4.3 concentrator parameter management window

2.4.2 Concentrator Timing

Click "DCU Timing" submenu, and pop up "DCU Timing" window, as shown in figure 2.4.4.

On the left side of the "half information" choose one concentrator, the current half of the concentrator number will be displayed on the right side of the "concentrator number" display box, click "Read" button to read the current concentrator clock, the result is showed in the "DCU Time" display box; The clock setting box sets concentrator time, check the box of the time synchronization, click "Set" button, it will set for current of the time set to concentrator.

If check the box "Synchronous", the concentrator time is set to the system time. No check, not be synchronous.

Click on the "close" button, close "DCU Timing" window.

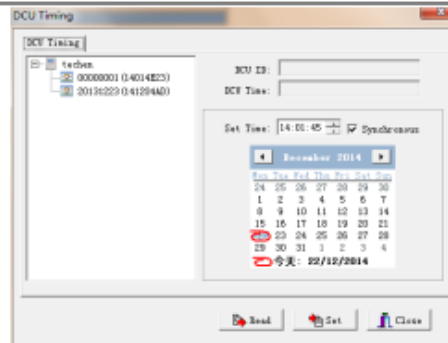


Diagram 2.4.4 Concentrator Timing Window

2. 4. 3 Concentrator TAB Management

Click "DCU Meters Management" submenu; enter "Concentrator TAB Management" operation window, as shown in figure 2.4.5 shows:

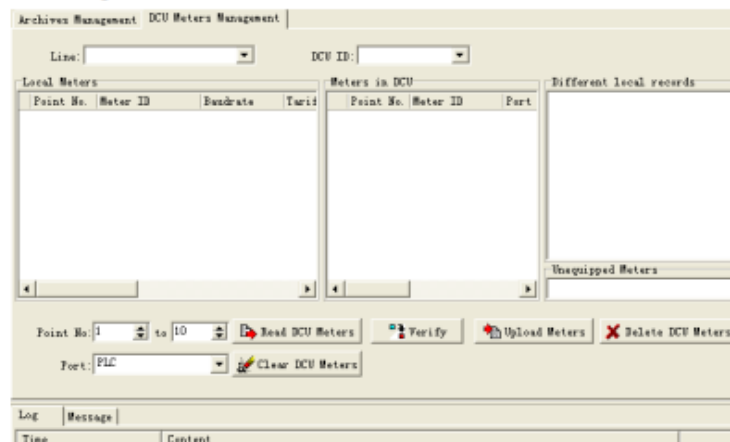


Figure 2.4.5 concentrator TAB management window

Choose the corresponding line and concentrator number. "Local meters" lists the current concentrator of electric meter files in the system.

Click "Read DCU Meters" button, the system will read the meters' information loaded in the concentrator, which is displayed in the "Meters in DCU" box. If there is no meter information in the concentrator, it is empty. The meter information in this box can be exported to EXCEL file through the right-click menu "Export Excel" function, and directly save to the local database.

Click on the "Verify" button, the meters' information which is inconsistent with the recorded meters in the concentrator will be displayed in the "Different local records" box list. The local meters which are not loaded into the current concentrator will be displayed in the "Unequipped Meters" box.

Techen 乾程

Techen AMR System

Check the meter numbers in the box "Different local records" and in the box "Unequipped Meters", and click "Upload Meters" button, the system will update the corresponding local meter information into the concentrator.

Click "Delete DCU Meters" button, the system will remove the meter information checked in the box from the concentrator.

Click on the "Clear DCU Meters" button to clear all of the meter information loading in the corresponding port of the concentrator.

In "Meters in DCU", "Different local records" and "Unequipped Meters" boxes, right-click button, pop up shortcut menu, as shown in figure 2.4.6, may check all the records in the list box or all not.

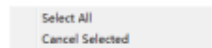


Figure 2.4.6 right-click menu

(Note: In this system, all the list or box with checked hooks, have right-click shortcut menus. Functions are like above; the following content will not give unnecessary details.)

2.5 Real-time Communication

Click on the menu, "real-time communication", and display the menu option which is shown in Figure 2.5.1.



Figure 2.5.1 real-time communication menu

Click on the left side of the menu "real-time communication" as shown in Figure 2.5.2:



Figure 2.5.2 "real-time communication" left menu

Click on the different options in the menu, including getting data, real-time monitor and switch.

2.5.1 Getting Data

Click on the "Getting Data" option, and enter the data-collecting operations window as shown in Figure 2.5.3.

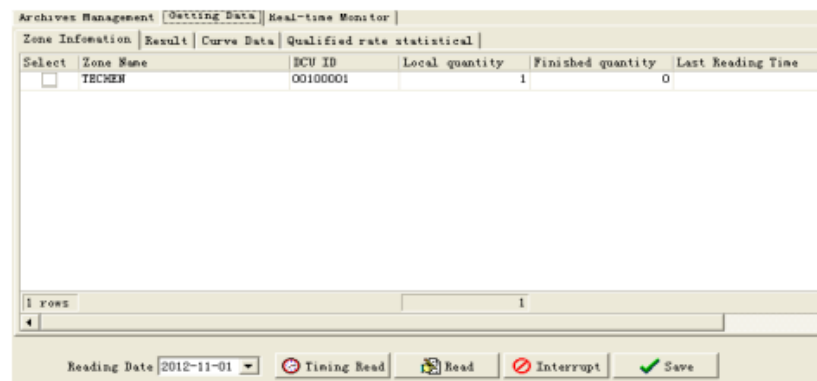


Figure 2.5.3 data collecting operations window

(1) Zone Information

Click on the "Zone Information", select concentrators. Click on the "Result" sheet.

In the list of information, right click the pop-up shortcut menu, select the "refresh zone information", refresh the list of zone information, and display newly-added area.

In the zone information, click on "Timing Read" button, the system will read meters at a fixed time (time

setting, see "system parameters configuration").

(2) Results

Display the collecting results of the current area.

2.5.2 Real-time Monitoring

Click on "real-time monitor" option, access to real-time monitoring window, which is as shown in Figure 2.5.4:

In the "Data Items" group, select the data items to read. In the left panel called "Area Information", select a concentrator in an area, all user information (meter information) will be displayed in right list. Select the user (meter), click "Reading" button, and read successfully. The corresponding read data will be displayed in the list, if read failed, display "NULL".

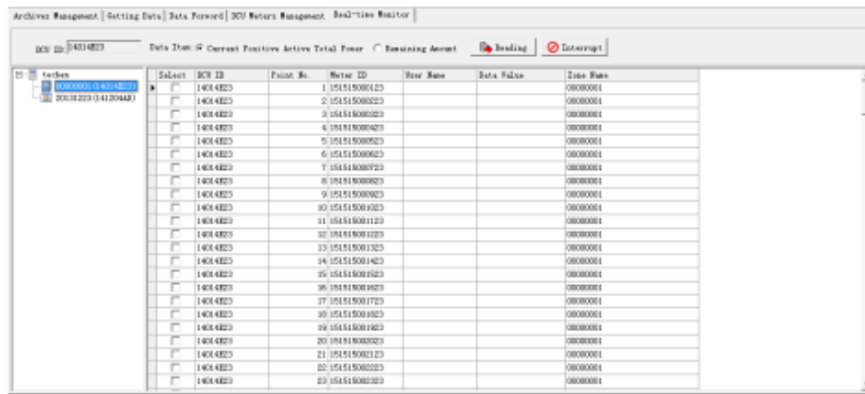


Figure 2.5.4 real-time monitoring window

2.5.3 Switch

Click on the "Switch" option, enter the switch window, as shown in Figure 2.5.5:

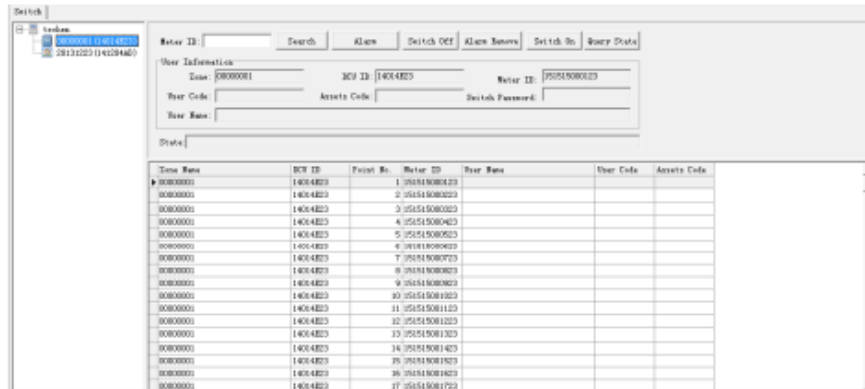


Figure 2.5.5 switch operations

Techen 乾程

Techen AMR System

Select area and concentrators, and enter the meter ID, click on search, selected meter switch operation. Meter operations support fuzzy inquiry.

Switch module mainly consists of four functions:

Alarm (for RS485 meter): To send trip alarm command to a specified meter and to enable a meter in the alarm State.

Switch Off: To send tripping commands to a specified meter, disconnect the meter relay connections, execute the power off function.

Alarm Remove (for RS485 meter): To send alarm command to a specified meter, recovery in a tripped alarm status meter for the normal state.

Switch On: To send close command to specified meters, interchange-meter relays to achieve transmission function.

2.6 Data Query

Click on the menu "Data Query" and menu options are displayed, as shown in Figure 2.6.1.

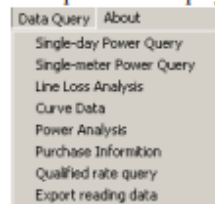


Figure 2.6.1 "data search" menu

Click on the left side of the window menu: "Data Query", as shown in Figure 2.6.2.

Anexo 8. Carta de Garantía de Qingdao Techen Electronic Technology Co., Ltd, a Electro Puno, por los equipos



■ Qingdao Techen Electronic Technology Co., Ltd
Techen 乾程

Qingdao, October 9, 2015

Señores
ELECTRO PUNO S.A.,
JULIACA PERU

Referencia: Sistema de Medición Remota para el mercado Virgen de Las Mercedes
Juliaca 746 usuarios

Muy estimados señores,

Por medio de la presente garantizamos que todos nuestros productos entregados por nuestra representada SERVICIOS DE MEDIDORES S. A. tendrán un buen funcionamiento y sin contratiempos por un período de 5 años a partir de la entrega en el almacén de Electro Puno e instalación en el Mercado Virgen de las Mercedes - Juliaca, incluyendo lo siguiente:

- 746 Medidores Monofásicos de dos Hilos ,modelo TCE-MT-1000, 220V, 5(60)A, 60Hz, clase 1 con PLC, Relé de corte y reconexión incluido marca, TECHEN
- 2 Concentradores de Datos TRIFÁSICOS con GPRS/PLC para Sistema de 380/220V, 60Hz, MODELO DJGZ23-TC3000. MARCA TECHEN
- 2 Medidores Trifásicos de Alumbrado Público Cuatro Hilos con RS485 3x380/220V,10(100)A, 60Hz, Clase 1, modelo DTZ3699 marca TECHEN
- 2 Medidores Trifásicos totalizadores con RS485, 3 x 380/220V, 1.5(6)A, 60Hz, Clase 0.5s, modelo DTZ3699I
- 1 Sistema AMI software hasta para 1,000 usuarios con una llave hard lock

Los equipos arriba mencionados son fabricados con tecnología de punta y cumplen con los términos requeridos en las especificaciones técnicas y todos y cada uno de los componentes son de buena calidad

Como fabricante de los equipos arriba mencionados, nos comprometemos a que, en caso de cualquier defecto en el funcionamiento o calidad, debido a un diseño o proceso de fabricación inapropiado por parte de TECHEN, NOS COMPROMETEMOS A:

Add: Software Estate of HI-tech Industrial Park No.169 Songling Road, Qingdao, China
Tel: 86-532-88036729 Fax: 86-532-88036766 E-mail: market@techen.cn Website: www.techen.cn



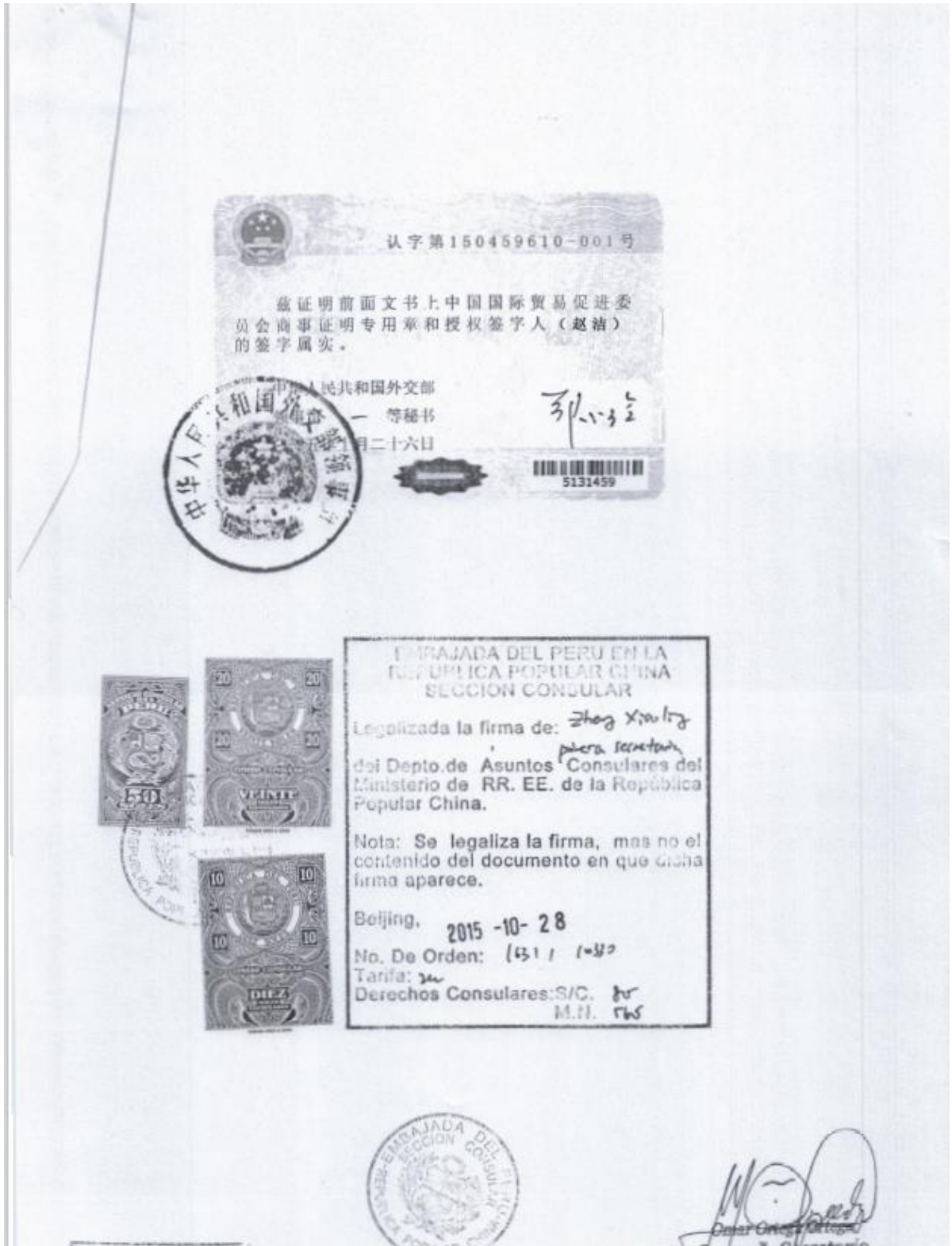
■ Qingdao Techen Electronic Technology Co., Ltd
Techen 乾程

- Por problemas que surjan en los primeros 5 años, nos comprometemos a reparar o sustituir nuestros productos; con base en nuestro juicio y experiencia, y absorberemos los costos del producto hasta su entrega al almacén de Electro Puno.
- Si el problema es ocasionado por almacenamiento y transporte inadecuado, manejo, o desmantelamiento realizado por otra compañía y otras causas no relacionadas con la calidad inherente a nuestros Productos, suministraremos la reparación y el servicio de sustitución, pero los costos y los efectos serán por cuenta del cliente.
- Después de la instalación y entrenamiento del Software del sistema Techen AMI, ofrecemos 180 días de servicio gratuito; incluyendo las preguntas, aclaraciones y solución de problemas, excluyendo la expansión de las características del software del sistema. Después de este período, en caso de modificaciones al software, el servicio técnico y el soporte, según el caso, será cobrado.

Qingdao Techen Electronic Technology Co., Ltd.



Add: Software Estate of Hi-tech Industrial Park No.169 Songling Road, Qingdao, China
Tel: 86-532-88036729 Fax: 86-532-88036766 E-mail: market@techen.cn Website: www.techen.cn



Anexo 9. Carta de homologación de INACAL por el equipo Medidor Monofásico de dos Hilos, modelo TCE-MT-1000, 220V, 5(60) A, 60 Hz, clase 1 con PLC. Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE-001-2016



INACAL
Instituto Nacional
de Calidad
Metrología

Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE - 001 - 2016

Página 1 de 4

Exp. : 87197
Página : 1 de 4
Fecha : 2016-05-06

1. SOLICITANTE

Nombre o razón social : SERVICIOS DE MEDIDORES S.A.
Dirección : Jr. Monterrey 281 Of. 220, Urb. Chacarilla del Estanque, Surco – Lima
Teléfono : (01) 6527916
Correo electrónico : nholquinlegas@yahoo.com; gerencia@sermesa.pe

2. FABRICANTE

Nombre o Razón Social : QINGDAO TECHEN ELECTRONIC TECHNOLOGY CO., LTD.
Dirección : N° 169 Songling Road, Loeshan District, Qingdao, China
Teléfono : 0086 532 88036672
Correo electrónico : zhangwei@techen.cn
Página web : www.techen.cn

3. NOMBRE DEL PRODUCTO : MEDIDOR ESTÁTICO DE ENERGÍA ACTIVA CON PLC

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE MODELO:

Identificación : CPA 2014E111-37
Emitido por : Shandong Bureau of Quality and Technical Supervision
Fecha de emisión : 10 de enero de 2014
Fecha de caducidad : No indica
Reporte de resultados : N° 2013WT-554; Declaración de correcciones (2015-03-26); N° 2016WT-038

PRODUCTO:

Marca : Techen
Modelo : TCE-MT-1000
N° Fases : Monofásico
N° de hilos : 2
Tensión de referencia : 220 V
Corriente de base (Ib) : 5 A
Corriente máxima (Im) : 60 A
Frecuencia de referencia : 60 Hz
Constante : 1200 imp/kWh
Clase : 1
Visualizador : LCD
Clase de protección : II



Instituto Nacional de Calidad - INACAL
Dirección de Metrología
Calle Las Carreteras N° 816, San Isidro, Lima – Perú
Telf.: (01) 640-8820 Anexo 1501
E-MAIL: metrologia@inacal.gob.pe
WEB: www.inacal.gob.pe



Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE - 001 - 2016

Página 2 de 4

4. OBJETIVO

Expedición del documento de Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo del instrumento de medición indicado en el ítem 3, de acuerdo a la Ley N° 23560, a la Ley N° 30224, al literal e) del art. 40 del ROF de INACAL aprobado mediante D.S. N° 004-2015-PRODUCE y a las Normas Metroológicas Peruanas NMP 014:2012 Equipos de Medida de la Energía Eléctrica (c.a.), Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Equipos de medida, y NMP 015:2012 "Equipos de Medida de la Energía Eléctrica (c.a.). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa (clases 1 y 2), a solicitud del interesado.

5. RESULTADOS

En el Informe Técnico DM N° 049-2016, emitido el 2016-05-06 por la Dirección de Metrología del INACAL, se detallan los resultados de la evaluación realizada a la documentación recibida conforme a los requisitos establecidos para la Homologación de Certificado de Aprobación de Modelo de Instrumentos de Medición sometidos a Control Metroológico emitidos en el Extranjero.

6. CONCLUSIONES

El Certificado de Aprobación de Modelo CPA 2014E111-37 basado en el Reporte de Ensayos N° 2013WT-554 (con su Declaración de Correcciones del 2015-03-26) y el Reporte de Ensayos N° 2016WT-038, los cuales están referidos al medidor marca TECHEN, modelo TCE-MT-1000 cuyas características se indican en el ítem 3, fabricado por QINGDAO TECHEN ELECTRONIC TECHNOLOGY CO., LTD., está en concordancia con las Normas Metroológicas Peruanas NMP 014:2012 y NMP 015:2012, por lo que se le reconoce como tal y queda HOMOLOGADO con el presente documento con la identificación de homologación DMHLE-001-2016.

El presente documento de homologación tiene una validez hasta el 09 de enero de 2024. Perderá su vigencia si el certificado de aprobación de modelo emitido por Shandong Bureau of Quality and Technical Supervision sea cancelado o si son modificadas las características metroológicas del modelo presentado.

7. OBLIGACIONES

Cada medidor de energía que se fabrique y corresponda al Certificado de Aprobación de Modelo homologado deberá mostrar de manera legible e indeleble, además de las indicaciones establecidas en la NMP 014:2012 y NMP 015:2012, las siguientes:

- Número de Homologación emitida por la Dirección de Metrología: INACAL-DMHLE-001-2016.
- Identificación del Certificado de Aprobación de Modelo CPA 2014E111-37.
- Otras establecidas por los dispositivos legales vigentes.

8. OBSERVACIONES

- Las evaluaciones que sustentan al presente certificado han sido efectuadas sobre la muestra proporcionada por el interesado, cuyas fotos se muestran en el Anexo.
- El medidor tiene indicador de marcha inversa en el visualizador, grado de protección IP 51, tiene PLC para comunicación y relé para corte y conexión a distancia.
- Cualquier uso indebido que se dé al documento no es de responsabilidad de la Dirección de Metrología del INACAL.

JOSE DAJES CASTRO
DIRECTOR DE METROLOGÍA

Instituto Nacional de Calidad - INACAL
Dirección de Metrología
Calle Las Camelias N° 815, San Isidro, Lima - Perú
Tel: (01) 640-8820 Anexo 1501
email: metrologia@inacal.gob.pe
WEB: www.inacal.gob.pe



INACAL
Instituto Nacional
de Calidad
Metrología

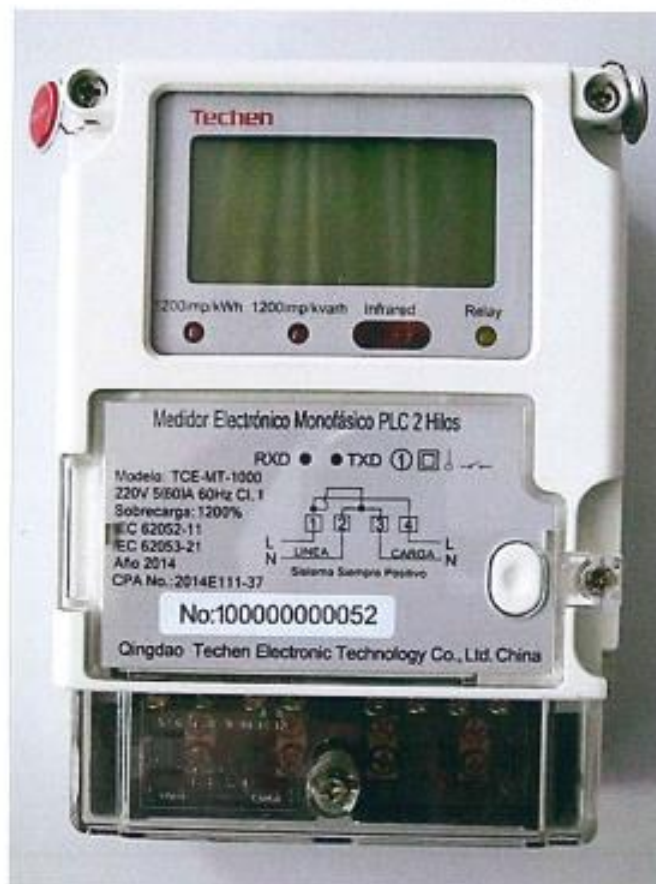
Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo

DM/HLE - 001 - 2016

Página 3 de 4

ANEXO

FOTOGRAFÍAS ILUSTRATIVAS DE LA MUESTRA EVALUADA



Fotografía 1.- Vista frontal



Instituto Nacional de Calidad - INACAL
Dirección de Metrología
Calle Las Carreñas N° 815, San Isidro, Lima - Perú
Tel: (01) 640-8800 Anexo 1501
email: metrologia@inacal.gob.pe
WEB: www.inacal.gob.pe

Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo

DM/HLE - 001 - 2016

Página 4 de 4



Fotografía 2.- Vista lateral

Instituto Nacional de Calidad - INACAL
Dirección de Metrología
Calle Las Carreteras N° 815, San Isidro, Lima - Perú
Tel: (01) 640-5820 Anexo 1501
email: metrologia@inacal.gob.pe
WEB: www.inacal.gob.pe

Anexo 10. Suplemento de la Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE - 001-2016



Suplemento de la Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE – 001 – 2016

Metrología Legal

EXP. : 87197
PÁGINA : 1 de 1

1. SOLICITANTE

Nombre o razón social : ITECHENE PERÚ S.A.C.
Dirección : Av. Paseo de la República N° 3691, Int. 702, Urb. Malibu – San Isidro
Teléfono : (01) 3598064

2. MODIFICACIÓN DE LA HOMOLOGACIÓN DEL CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE MODELO DM/HLE-001-2016

La empresa ha solicitado que se modifique los datos del solicitante indicado en la página 1 de 4 de la Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE-001-2016 emitido el 2016-05-06. Luego de revisar la documentación presentada se procede a la modificación tal como se indica a continuación:

Donde dice:

Razón Social : SERVICIO DE MEDIDORES S.A.
Dirección : Jr. Monterrey 281 Of. 220, Urb. Chacarilla del Estanque, Surco - Lima
Teléfono : (01) 6527916
Correo : nholquinleccas@yahoo.com; gerencia@sermesa.pe

Debe decir:

Razón Social : ITECHENE PERÚ S.A.C.
Dirección : Av. Paseo de la República N° 3691, Int. 702, Urb. Malibu – San Isidro
Teléfono : (01) 3598064
Correo : itecheneperu@gmail.com

3. OBSERVACIONES

- El presente documento forma parte de la Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE-001-2016 emitido el 2016-05-06.
- Todos los demás ítems de la Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo DM/HLE-001-2016 emitido el 2016-05-06 se mantienen inalterables.

Sello	Fecha	Director de Metrología	Responsable de Metrología Legal
	2018-02-20	 José Dajes Castro	 Henry Postigo Linares

Instituto Nacional de Calidad - INACAL
Dirección de Metrología
Calle Las Camelias N° 817, San Isidro, Lima – Perú
Tel.: (01) 640-8800 Anexo 1501
email: metrologia@inacal.gob.pe
WEB: www.inacal.gob.pe