BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

MEDICIÓN REMOTA DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ÁREA DE LA AGENCIA GUADALUPE VICTORIA, PUEBLA.

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

LICENCIATURA EN INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

PRESENTA:

MIGUEL JUÁREZ SÁNCHEZ

ASESOR:

M. C. VICTOR GALINDO LÓPEZ

PUEBLA, PUE. ABRIL 2016

DEDICATORIAS

En primer lugar a Dios y a mis Padres

quienes impulsaron el inicio de este proyecto……

En segundo lugar a mi Esposa Karla y a mis

Hijos Sarahí, Alejandro y Miguel que han estado

a mi lado en el desarrollo de este trabajo, de quienes

he recibido amor, apoyo y confianza para no dejarlo……

Y en tercer lugar a todas esas grandes personas que

me he encontrado en el camino de esta experiencia

profesional, los cuales me han alimentado de conocimientos,

y a quienes me dieron el último empujón para concluir este

trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el uso de sus siglas y de su nombre en el desarrollo de esta Tesina, así como también agradecer el que se me permita plasmar parte de las actividades realizadas en el proceso de la comercialización de energía eléctrica, las marcas y modelos de medidores utilizados, así como el uso de esta tecnología (AMI) en el desarrollo de este proyecto, el cual se me ha sido asignado y que tiene como objetivo además de disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica, el incremento de la productividad, la eficiencia en el desarrollo de las actividades, la rentabilidad y seguridad de la empresa.

De igual forma agradezco a la marca Elster el uso de su logo, así como imágenes de su sistema “EnergyAxis Management System Release 8.0” de quien tiene todos los derechos reservados por ser marcas registradas de Elster, también por el material e imágenes utilizados del manual del Sistema Elster Energy AMI, los cuales fueron de suma importancia para poder mostrar el desarrollo y funcionamiento de este proyecto en cada una de sus partes.

ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN A LA MEDICIÓN REMOTA 5

1.1 INTRODUCCIÓN 6

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 11

1.3 JUSTIFICACIÓN 122

1.4 OBJETIVOS.....122

CAPÍTULO II. TIPOS DE MEDIDORES UTILIZADOS EN EL PROCESO DE MEDICIÓN Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 144

2.1 MEDIDOR ELECTROMECÁNICO 155

2.2 MEDIDOR AUTOGESTIÓN 244

2.3 MEDIDOR REX 433

CAPITULO III. FACTURACIÓN TRADICIONAL Y FACTURACIÓN REX 499

3.1 FACTURACIÓN TRADICIONAL 50

3.2 FACTURACIÓN REX 544

CAPÍTULO IV. SISTEMA MÁS 588

4.1 SISTEMA MAS 599

CAPITULO V. APLICACIÓN DE MEDICIÓN REMOTA EN LA SIERRA DE LA AGENCIA GUADALUPE VICTORIA 688

5.1 APLICACIÓN EN SIERRA DE GUADALUPE VICTORIA 699

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....88

ANEXOS 90

BIBLIOGRAFÍA 96

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....967

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN A LA MEDICIÓN REMOTA

1.1 INTRODUCCIÓN

El día 11 de Agosto del año 2014 se publica en el DOF el DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales.

ARTÍCULO PRIMERO. Se expide la Ley de la Industria Eléctrica.
LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
TÍTULO PRIMERO
DISPOSICIONES GENERALES
CAPÍTULO I
Del Objeto y finalidad de la Ley. Definiciones

Artículo 1.- La presente Ley es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27 párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica.

Las disposiciones de esta Ley son de interés social y orden público.
Esta Ley tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

El mismo día 11 de Agosto del año 2014 se publica en el DOF el DECRETO por el que se expiden la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y se reforman y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

ARTÍCULO SEGUNDO. Se expide la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

LEY DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

TÍTULO PRIMERO

DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD COMO EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO

Artículo 1.- La presente Ley es Reglamentaria del artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución y del Transitorio Vigésimo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, es de interés público y tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la empresa productiva del Estado Comisión Federal de Electricidad, así como establecer su régimen especial en materia de:

I. Empresas productivas subsidiarias y empresas filiales;
II. Remuneraciones;
III. Adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras;
IV. Bienes;
V. Responsabilidades;
VI. Dividendo Estatal;
VII. Presupuesto, y
VIII. Deuda.

La transformación que está sucediendo en la Comisión Federal de Electricidad de convertirse en una Empresa Productiva del Estado, nos lleva a hacer un análisis en las diferentes actividades que se realizan dentro de las cadenas de los procesos clave que son la Distribución la Comercialización de la energía eléctrica en alta, media y baja tensión estando relacionados entre sí con los procesos de apoyo que son la Administración, Gestión de Personal, Abastecimientos e Informática.

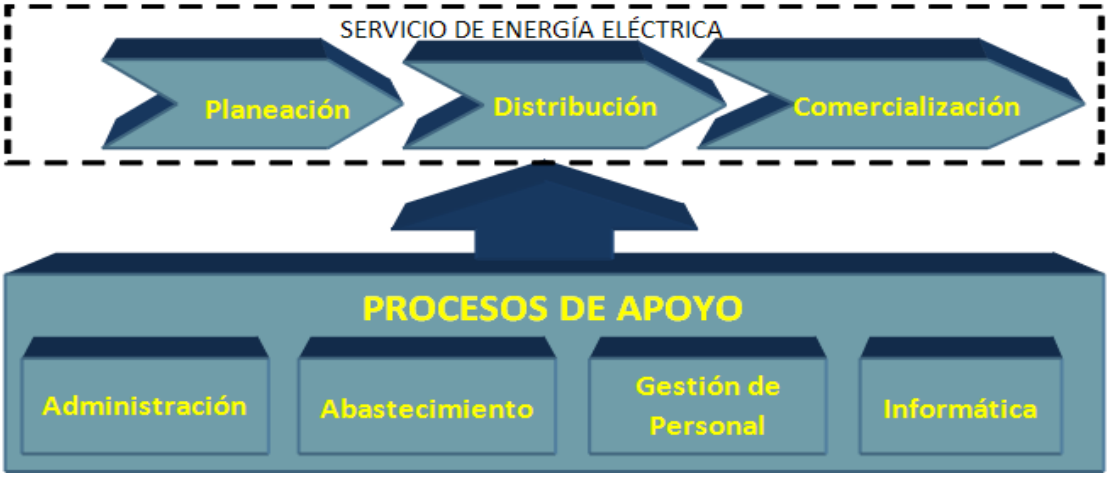


Imagen 1. Servicio de energía eléctrica. [1]

Las cadenas en el proceso de Comercialización están formadas por cinco subprocesos, Contratación, Conexión y Medición, Facturación, Cobranza y Atención al cliente. Como se indica en la figura siguiente:

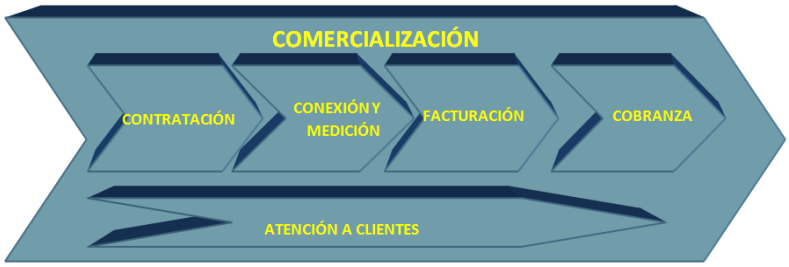


Imagen 2. Comercialización. [2]

Las necesidades y expectativas de nuestros clientes son atendidas a través de la mejora de la continuidad del servicio, la facturación correcta, respuesta oportuna a fallas, orientación y asesoría. El alto grado de sistematización del proceso comercial, proporciona confiabilidad en la atención y servicios que recibe el cliente.

Para asegurar el desempeño libre de falla de los subprocesos de comercialización, se cuenta con los sistemas SICOM, SICOSS, SIMED, SINOT así como el sistema de Monitoreo, que permite verificar en tiempo real la calidad y efectividad del producto y servicio que otorgamos. A continuación se describe cada uno de los subprocesos.

SUBPROCESO DE CONTRATACIÓN

Se tiene el primer contacto con los clientes potenciales por ello la asesoría y el trato que se brinda es fundamental para asegurar una relación positiva y duradera. En este subproceso se registran las solicitudes de energía eléctrica.

SUBPROCESO DE CONEXIÓN Y MEDICIÓN

Se conectan las solicitudes de nuevos servicios instalándoles un equipo de medición. Con objeto de garantizar el registro correcto de la energía consumida por los clientes se efectúan prueba de carga instantánea para así verificar el adecuado registro de los equipos de medición. Para los servicios en media y alta tensión se efectúa inspección y prueba periódicamente a equipos de medición utilizando patrones de energía calibrados, con trazabilidad a patrones nacionales conforme se establece en la Ley Federal de Metrología y Normalización.

SUBPROCESO DE FACTURACIÓN

El subproceso inicia con la toma de lecturas a través de Terminales Portátiles (TP's), verificando que en el servicio no existan anomalías que afecten la continuidad del suministro, la correcta medición y facturación, en caso contrario se reporta en la misma TP.

Una vez tomadas las lecturas, se determina el consumo por diferencia de lecturas y se aplican los costos tarifarios correspondientes para calcular la factura, misma que es analizada a través de filtrado con objeto de detectar errores para asegurar una alta calidad de la facturación en cuanto a consumo e importe.

Este subproceso imprime finalmente la factura que contiene información como son los datos generales del cliente, consumo, periodo de facturación, historial de consumos, costo de producción, tarifa e importe desglosado por concepto, información y orientación sobre centros de pago, ahorro de energía, entre otros.

SUBPROCESO DE COBRANZA

Una vez emitida la factura, se procede a entregarla en el domicilio del cliente. Es fundamental la oportunidad de su entrega para dar tiempo al cliente de que verifique la factura y el pago antes de la fecha de vencimiento señalada en el mismo y de esta forma evitar el corte del suministro, lo cual representa una molestia para el cliente. Para llevar a cabo el cobro de la facturación se ofrecen diversos medios de captación para darle opciones de pago buscando la comodidad del cliente.

SUBPROCESO DE ATENCIÓN AL CLIENTE

Se proporciona durante todos los subprocesos de comercialización y distribución, ya que es la parte del contacto de la empresa con el cliente para atender solicitudes de nuevos suministros de energía eléctrica, dar información sobre los servicios que se ofrecen, recibir reportes, inconformidades o solicitudes de asesoría. El objetivo es satisfacer las necesidades o requerimientos del cliente brindándole una atención que coadyuve a aumentar su satisfacción y lealtad a la empresa.

El servicio al cliente es prioridad para la empresa, por lo que se utiliza la tecnología para ser más eficiente, y se continúa la expansión del servicio, aprovechando las mejores tecnologías para brindar el servicio aún en zonas remotas y comunidades dispersas.

El análisis de las actividades actuales dentro del proceso de la Comercialización de Energía Eléctrica que se acaban de describir y la necesidad de operar como empresa rentable nos llevan a realizar proyectos a corto, mediano y largo plazo y uno de ellos es la modificación en las actividades que se realizan en el subproceso de la facturación tradicional que al día de hoy conocemos, incluyendo proyectos de medición remota en las poblaciones más alejadas y dispersas que el facturarlas representan un costo además del riesgo que representa el trasladarse a estas poblaciones para llevar a cabo las actividades necesarias para tal fin.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la Agencia Guadalupe Victoria perteneciente a la Zona de Distribución Tecamachalco se tiene un total de 124 poblaciones con un total de 24,333 usuarios, [3] siendo el 90% de éstos usuarios facturados en tarifa 01 (uso doméstico), un factor importante en la facturación de este centro de trabajo es que el área geográfica de esta agencia comercial atiende parte de la Sierra Norte de Puebla lo que provoca que sea necesario que los colaboradores de esta agencia se trasladen con frecuencia a las poblaciones más alejadas de la Agencia a realizar diferentes actividades del proceso de Comercialización de Energía Eléctrica, entre ellas actividades de toma de lecturas, reparto, corte preventivo, reconexión, corte definitivo y desmantelamiento.

Esto sin considerar que cuando existe algún error en la toma de lecturas se genera un consumo anormal en el historial de consumos del servicio y tendrá que volver a asignarle una tarea a un colaborador para verificar la toma de lecturas y determinar la procedencia o improcedencia de la facturación del servicio en cuestión.

Para el caso de los usuarios que no paguen el recibo emitido por el consumo de energía eléctrica de un determinado periodo, será necesario que nuevamente se asigne a un colaborador una tarea para trasladarse a la población que corresponda a realizar cortes preventivos del suministro de energía eléctrica, efectuando estos cortes a nivel de la base del medidor o a la altura del poste si es necesario, una vez que el usuario pague su consumo en alguno de los puntos de contacto nuevamente se asignará la tarea a un colaborador para realizar la reconexión del servicio en sitio y si no paga dentro del periodo normal de facturación entonces se procederá a realizar el corte definitivo del suministro lo que direccionará al usuario a realizar su pago y una recontratación del suministro reactivando el suministro de energía eléctrica.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Todas estas son actividades en las que un colaborador o dos si es necesario se tienen que trasladar al sitio para llevar a cabo estas tareas asignadas, siendo considerable el costo que representa el uso del equipo de transporte, combustible, horas extras si exceden el tiempo de jornada normal.

Adicional a esto para la Comisión Federal de Electricidad la Seguridad de los colaboradores es primordial y los accesos a algunas poblaciones, rutas y/o servicios representan un alto riesgo por la misma orografía de la región, adicionándole el clima con lluvias constantes y neblina durante gran parte del día.

Por estas razones surge la idea de hacer uso de la tecnología y realizar un proyecto de medición remota el cual se ponga en operación en las poblaciones más alejadas y de difícil acceso en donde los clientes son dispersos entre si y en donde resulta costoso el traslado para llevar a cabo las diferentes actividades del proceso de facturación.

1.4 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Implementar la facturación remota de las poblaciones más alejadas y de difícil acceso de la Agencia Guadalupe Victoria, incrementando la productividad del personal del proceso comercial y disminuyendo el riesgo de los colaboradores que se trasladan a desarrollar actividades del proceso de facturación en la Sierra de Guadalupe Victoria.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Presentar las modificaciones a la normatividad en materia eléctrica por la creación de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.
2. Identificar los tipos de medidores utilizados en el proceso de la facturación, sus componentes y el funcionamiento de cada uno de éstos.

3. Comparar los subprocesos de facturación que se realizan en una facturación tradicional y en una facturación REX, lo que demuestra que en una facturación REX disminuye la cantidad de subprocesos reflejándose en una mejora en la productividad y disminuyendo el riesgo de los colaboradores.
4. Mostrar el funcionamiento del Sistema MAS.
5. Presentar la aplicación real de la medición remota en una primera etapa y parte de la segunda en el ámbito de la Agencia Guadalupe Victoria de la Zona Tecamachalco perteneciente a la División Centro Oriente.

CAPÍTULO II. TIPOS DE MEDIDORES UTILIZADOS EN EL PROCESO DE MEDICIÓN Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.1 MEDIDOR ELECTROMECÁNICO

PRINCIPIO FUNDAMENTAL DE OPERACIÓN

El medidor de watthoras es prácticamente un motor de inducción por lo cual a este tipo se le conoce como medidor o watthorimetro de inducción, y para entender su funcionamiento requerimos recordar ciertas leyes físicas.

PAR ELECTROMAGNÉTICO

El rotor de un medidor es un conductor eléctrico con la forma de un disco, el cual se encuentra colocado entre los polos del estator. Los flujos magnéticos originados en el estator por las bobinas de corriente y potencial, pasan a través de una porción del disco y tomando en cuenta que los campos magnéticos en forma alternada aumentan y disminuyen induciendo FEM's en el disco que a su vez, originan corrientes parásitas cuyos flujos magnéticos reaccionan con el campo magnético del estator, creándose un par motriz en el disco; el cual por encontrarse libre para girar adquiere una rotación de acuerdo a la dirección de los flujos magnéticos

INTERACCIÓN

Los flujos magnéticos mostrados inducirán en el disco FEM y estos a su vez producirán corrientes circulantes.

Estas corrientes circulantes producirán un flujo que tendrá una dirección tal, de acuerdo a la ley de Lenz. La interacción de estos flujos generará un par neto.

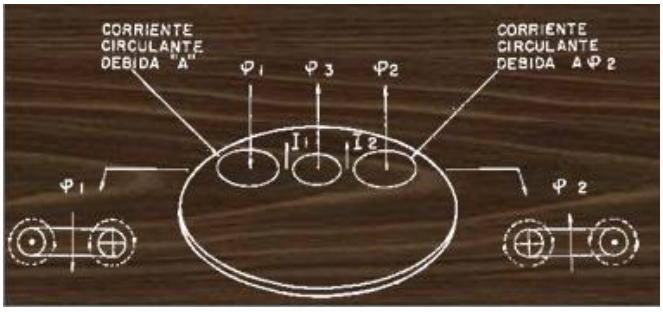


Imagen 3. Interacción. [4]

IMANES PERMANENTES

El par en el disco es proporcional a la potencia utilizada por un determinado usuario; por lo que al dejar de utilizarse dicha potencia el disco del medidor deberá de frenarse. Esto puede lograrse mediante la utilización de un “imán permanente” en forma de “C”, localizado diametralmente opuesto al estator del medidor.

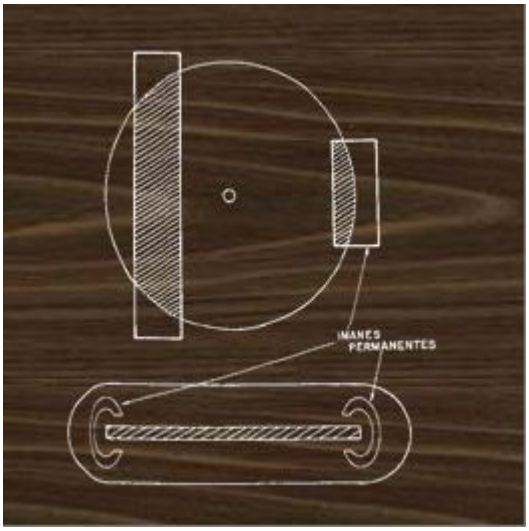


Imagen 4. Imanes permanentes. [5]

FUERZAS

F = Fuerza producida por la interacción de flujos de potencial y corriente.

f = Fuerza producida por los imanes permanentes.

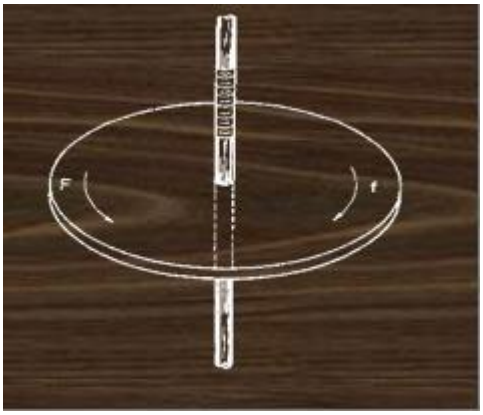


Imagen 5. Fuerzas. [6]

MOVIMIENTO

Para poder disminuir o aumentar la velocidad del disco es necesario disminuir o aumentar la distancia con respecto al centro del disco, de la colocación de los imanes permanentes.

F*x - f*y = Movimiento del disco

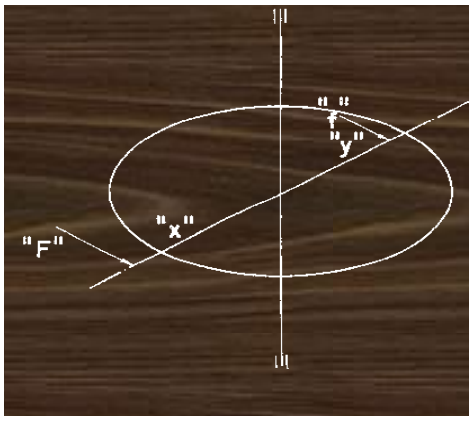


Imagen 6. Movimiento. [7]

SENTIDO DE FUERZA

El disco del medidor está girando a N rpm debido a la acción de la fuerza electromecánica creada por las interacciones de los flujos magnéticos de las bobinas de corriente y potencial; ello proporcionará un conductor (el disco) expuesto a un campo magnético externo (imanes permanentes); con esta situación se crearán corrientes de Eddy en la parte del disco que cae sobre la acción de los imanes permanentes creándose así una fuerza contraria a la fuerza creada por el estator.

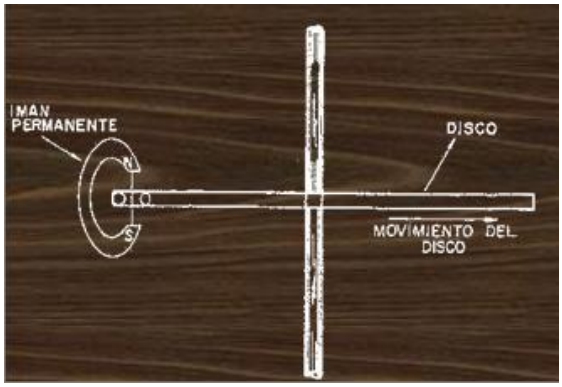


Imagen 7. Sentido de fuerza. [8]

FABRICACIÓN DE WATTHORÍMETROS

Voltaje: Los voltajes nominales de los watthorimetros son: 120, 127 o 240 volts. Los medidores modernos vienen compensados de forma que puedan operarse al 50% y el 120% de su voltaje nominal sin error apreciable.

Corriente: Los medidores modernos están diseñados para soportar cargas hasta del 666% de su valor nominal. Estos vienen indicados con su corriente nominal o de prueba y una "clase" la clase determina la máxima corriente a que funciona satisfactoriamente el medidor.

Corriente: Las clases existentes son:

Clase10 corriente nominal de 2.5 amperes.

Clase20 corriente nominal de 2.5amperes.

Clase100 corriente nominal de 15amperes.

Clase200 corriente nominal de 30amperes.

Frecuencia: Los medidores actuales operan correctamente de 54 a 66 Hz.

Temperatura: Los medidores vienen diseñados para operar desde -20 grados centígrados hasta 50 grados centígrados.

CONSTANTES DEL WATTHORÍMETROS

Se da el nombre de constante de un medidor a la relación que existe entre el registro de energía y el funcionamiento del medidor, provocado por el flujo de energía en los conductores que se refleja en consumo de energía eléctrica, ya sea en un medidor electromecánico o de estado sólido (digital)

Constante de watthoras (Kh): También conocida como constante de prueba, la Kh nos indica la energía eléctrica en watthoras por cada revolución del disco.

Kh = watthoras / revoluciones del disco.

Esta constante es asignada por el fabricante y va en función de la velocidad del disco.

Primera reducción (Rs): Es el número de revoluciones que debe de dar el disco para una revolución completa del primer engrane.

Rs = Dientes del primer engrane / dientes del engrane de disco
Rs = Rev. Disco / Rev. Primer engrane

Relación de registro (Rr): Es el número de revoluciones que debe de dar el primer engrane del registro para que la manecilla de las unidades de una vuelta completa.

Constante del registro (Kr): Es el factor por el cual debe multiplicarse la lectura del medidor o sea la constante propia del medidor, cuando este no se encuentra conectado a través de transformadores de instrumento.
Kr =Kh x Rr x Rs / 10,000

Factor multiplicador (Fm): Es el multiplicador por el cual hay que afectar las lecturas del medidor cuando este a través de transformadores de instrumento.
Fm=Kr x RTP x RTC

PARTES QUE COMPONEN EL MEDIDOR ELECTROMECÁNICO

EL ESTATOR

Es la parte activa de un watthorimetro de inducción la cual consiste en un circuito de tensión, uno o dos circuitos de corriente y un circuito magnético acoplados de tal manera que su efecto conjunto al energizar los circuitos de tensión y de corriente es ejercer un par motor la relación de las corrientes inducidas en un disco conductor individual o común
El estator está compuesto de laminaciones de fierro con buenas propiedades magnéticas y en él van montadas las bobinas de potencial y de corriente.

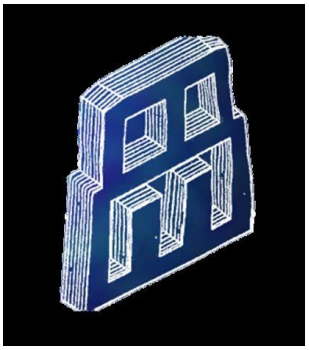


Imagen 8. Estator. [9]

BOBINA DE POTENCIA

La bobina de potencial consiste de un gran número de vueltas de alambre de calibre muy delgado y debido a ello posee una elevada inductancia. Esta va conectada en paralelo con la línea.

Imagen 9. Bobina de potencia. [10]

BOBINA DE CORRIENTE

La bobina de corriente es construida con pocas vueltas de alambre de calibre adecuado al tipo de medidor y es conectada en serie con la corriente de carga**.**

Imagen 10. Bobina de corriente. [11]

ROTOR

El Rotor es un disco con una flecha ensamblada la cual tiene un engrane “Sinfín” en uno de sus extremos. El disco es generalmente de una aleación de aluminio con excelentes propiedades eléctricas.

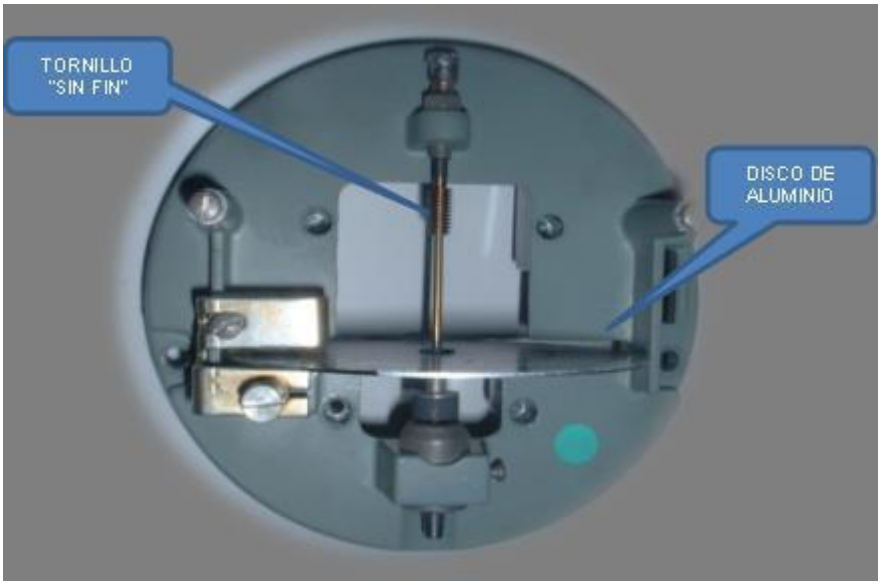


Imagen 11. Rotor. [12]

IMANES PERMANENTES

Los Imanes Permanentes o de frenado, son los reguladores de la velocidad del disco y se utilizan para la calibración del medidor dentro de límites tolerables.

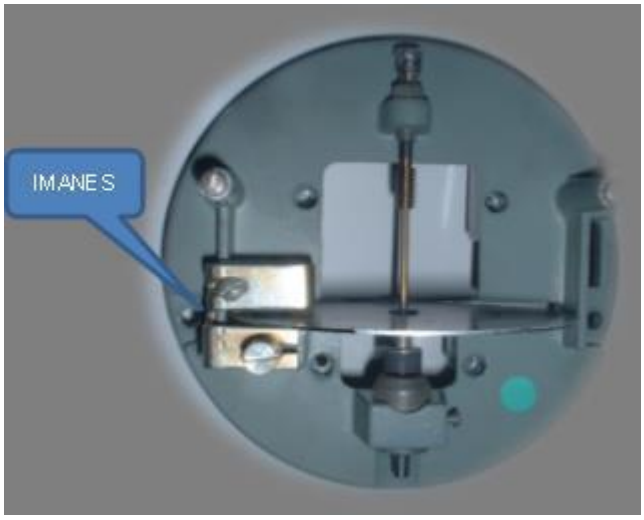


Imagen 12. Imanes permanentes. [13]

REGISTRO

El Registro es un “Tren de Engranes” el cual va acoplado directamente al “Sinfín” de la flecha del Rotor (o Disco) con la finalidad de transmitir el movimiento del disco y así integrar la energía consumida.

Imagen 13. Registro. [14]

AJUSTE DE CARGA ALTA Y CARGA BAJA

Carga alta: Condición de prueba de un watthorimetro realizada a corriente y tensión nominal y factor de potencia unitario.

Carga baja: Condición de prueba de un watthorimetro realizada a tensión nominal, 10% de la corriente nominal y factor de potencia unitario.

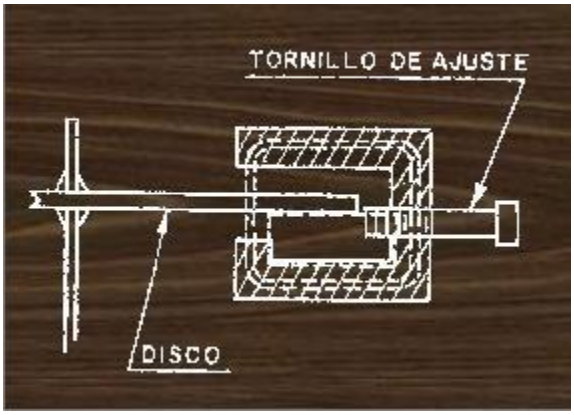


Imagen 14. Ajustes de carga alta y carga baja. [15]

AJUSTE CARGA INDUCTIVA

Condición de prueba de un watthorimetro realizada a tensión y corriente nominal y factor de potencia 0.5 atrasado.

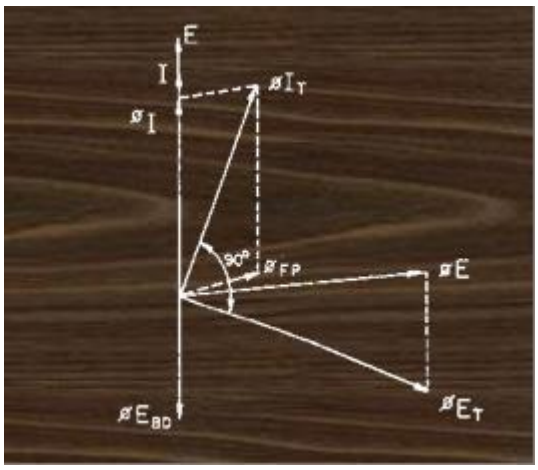


Imagen 15. Ajuste carga inductiva. [16]

SUSPENSIÓN MAGNÉTICA

Conjunto de piezas destinadas a mantener el eje del rotor en posición vertical y permite su rotación.

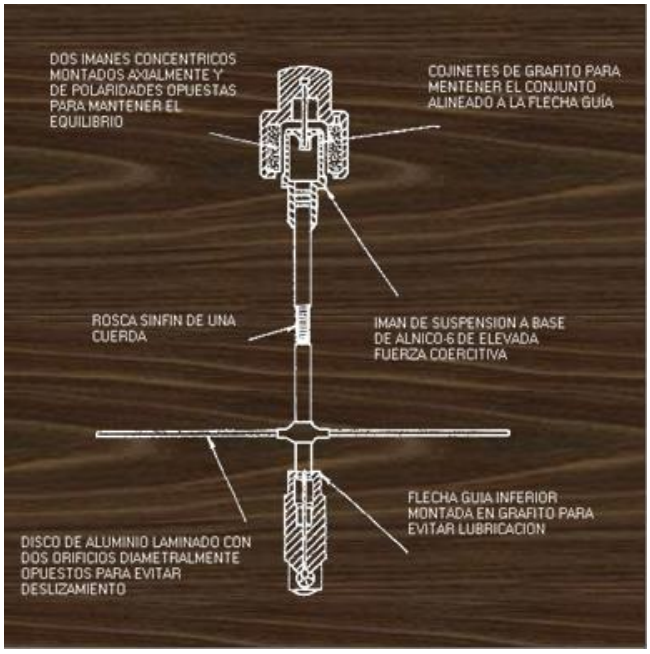


Imagen 16. Suspensión magnética. [17]

CARÁTULA Y REGISTRO DE MANECILLAS

Utiliza los principios básicos de la mecánica y respeta sus leyes.

Imagen 17. Caratula y registro de manecillas. [18]

2.2 MEDIDOR AUTOGESTIÓN

DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR.

Cuando nos referimos al medidor CP-12-1S, CP-12-12S Y CP-12-16S, estamos haciendo referencia a un medidor monofásico, bifásico y trifásico respectivamente a los que denominaremos en adelante CP-12

COMPONENTES DEL MEDIDOR CP-12

Es un medidor de energía o Watthorimetro totalmente de estado sólido. Entre las funciones tenemos que los medidores CP-12 cuenta con medición para diferentes tipos de energía (+ y -) así como para los reactivos en los cuadrantes (Q1, Q2, Q3 y Q4). Donde los cuadrantes Q1 y Q3 corresponden a un factor de potencia inductivo, y los cuadrantes Q2 y Q4 a un factor de potencia capacitivo. Cuenta en su interior con 1,2 o 3, relevadores internos, para el control de carga.

Los medidores CP-12 tiene la capacidad de configurarse y operar en los siguientes modos: Prepago, Postpago, Solo Energía y Sesión de Pruebas.

El medidor CP-12 está diseñado con la capacidad de Modularidad o Escalabilidad para Lectura Remota, ya que cuenta en su interior con una interfaz de expansión, donde se conectan módulos de comunicación remota de PLC o RF.

.Con esto se aprovecha la misma infraestructura del sistema de autogestión de medidores IUSA, pero con diferentes medios de acceso al medidor. **Coma decimal.** El medidor CP-12 tiene la capacidad de ser configurado hasta con 3 decimales en sus registros de kWh y kVarh, incluyendo cierres, lecturas, consumos y congelamientos.

En un medidor CP-12, en su vista frontal, podemos encontrar las siguientes partes:

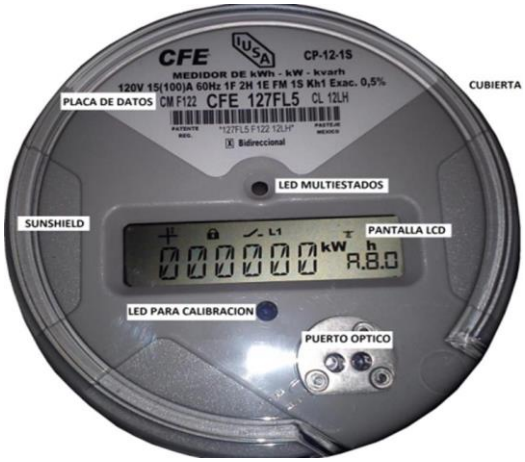


Imagen 18. Partes del medidor de CP-12. [19]

Cubierta: Tipo de material: Policarbonato**,** Dimensiones: diámetro de 175.7 mm y una altura de 96.4mm**,** Tipo de Resistencia: Protección UV.

Imagen 19. Cubierta medidor de autogestión [20]

LED Multiestados: Pulsaciones en color verde: Indica que el usuario está consumiendo energía. Cada pulso equivale 1Wh. La compañía eléctrica tiene la opción de configurar hasta 8 tipos de alarmas en el medidor según lo desee, acompañadas del led multiestados. Este led puede ser configurable para que se visualice en 2 colores: verde y rojo.

En caso de que el medidor cuente con una configuración en donde pudiera encender el led multiestados, en los 2 colores. El color rojo tiene prioridad 1 de visualización y el verde tiene prioridad 2.

Sunshield: Dimensiones: diámetro de 150 mm y una altura de 72.45mm.

Imagen 20. Sunshield del medidor de autogestión [21]

LED para calibración en Laboratorio y en campo: Por medio de este LED, se calibra y se realizan las pruebas de rutina del medidor de autogestión en Laboratorio.

Placa de datos: Información incluida en placa de datos, de acuerdo a Especificación CFE GWH00-78:

La placa de datos debe contener la información siguiente en forma indeleble y visible desde el exterior:

Imagen 21. Placa de datos medidor CP-12-1S [22]

Forma del watthorímetro, nombre o marca registrada del fabricante, número asignado por el comprador, modelo, designación de la clase (corriente máxima), tensión nominal, número de hilos o conductores, número de fases, frecuencia (Hz), corriente nominal, constante del watthorímetro, razón social del propietario, leyenda del país de origen, clase de exactitud, así como el número de medidor, código de medidor y código de lote que asigna el área usuaria y debe tener un código de barras que contenga información correspondiente al número de medidor, código de medidor y código de lote.

Pantalla LCD: El medidor CP-12 cuenta con un LCD o Display como se indica en la siguiente figura, que le permite mostrar al usuario mayor información mediante diversos iconos. Así mismo se ve incrementado el número de pantallas que se pueden visualizar en el medidor.

Imagen 22. Pantalla Medidor CP-12 [23]

Para conocer el significado de cada uno de los iconos contenidos en la nueva pantalla del medidor CP-12, tomaremos como referencia la siguiente figura que muestra en su totalidad todos los iconos que se visualizan en la pantalla del medidor.

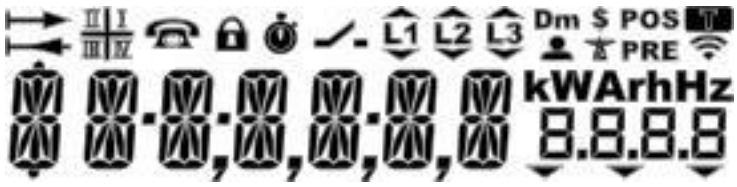


Imagen 23. Pantalla LCD Medidor CP-12 [24]

- Energía positiva. (De la eléctrica al usuario.)
- Energía negativa. (Del usuario a la eléctrica.)
- Cuadrantes indicadores de la energía medida.
- Comunicación a través del puerto óptico.
- Medidor en modo seguro.
- Fin / Inicio integración de período de demanda.
- Relevador abierto.
- L1 Presencia de voltaje en línea 1.
- L2 Presencia de voltaje en línea 2.
- L3 Presencia de voltaje en línea 3.
- Alarma de voltaje alto.
- Alarma de voltaje bajo.
- Dm Corte automático del suministro de energía por exceder demanda máxima.
- Corte manual del suministro de energía. (Usuario)
- $ Corte del suministro por falta de saldo / pago.
- Corte del suministro de la energía por la. Cía. Eléctrica
- POS Medidor en modo de operación Postpago.
- PRE Medidor en modo de operación Prepago.
- Lectura y/o escritura de tarjeta de usuario.
- Escaneo de tarjeta.
- 8.8.8.8 Código cortó OBIS.
- Medidor en Modo de Prueba. (Esquina inferior derecha del LCD)

En la pantalla del medidor CP-12, se pueden combinar varios iconos diferentes, de acuerdo a la pantalla mostrada. Ejemplo: Pantalla de Prepago con corte por saldo agotado, se muestran los siguientes iconos:

PRE Medidor en modo de operación Prepago.

$ Corte del suministro por falta de saldo / pago.

Relevador abierto.

Características principales del medidor CP-12:

Medición: Unidireccional y Bidireccional.

Registros de: kWh+, kWh-, kVar (Q1,Q2, Q3 y Q4)

Registros instantâneos: W+, W-, Q+, Q-, V, I, Hz, FP

Registros de demanda: W, W+, W-, Máxima del mes.

Escalabilidad: si

Información en LCD: registros, Instantáneos, Códigos OBIS, Autogestión con texto.

Pantallas disponibles: Secuencia ordenable, tiempos de visualización configurable.

Comunicación con tarjeta: cada 4 seg.

Configuración de Kt: disponible.

Puerto Óptico: Cabezal de puerto Óptico ANSI Tipo 2

4 piezas integran un medidor de autogestión: Cubierta**,** Sunshield**,** Base**,** Circuito Impreso (PCB).

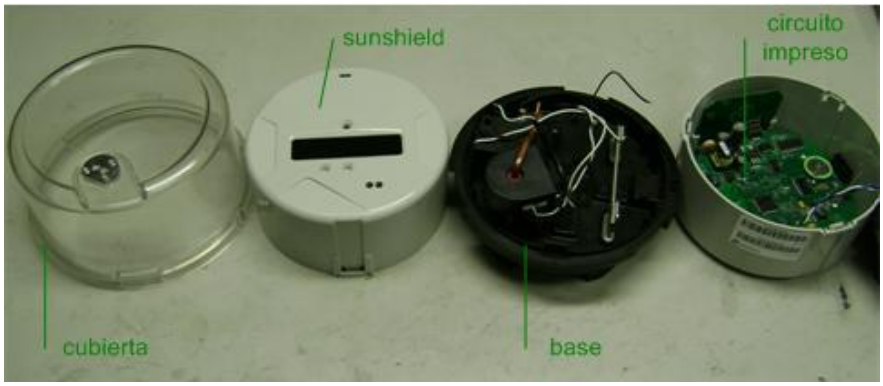


Imagen 24. Piezas que integran el medidor CP-12-1S si es abierto [25]

Base

Tipo de material: Noryl

Dimensiones: diámetro de 170 mm y una altura de 53.1 mm

Tipo de Resistencia: Protección anti flama

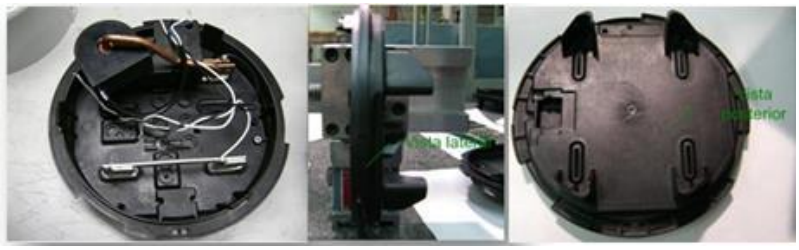


Imagen 25. Base medidor de autogestión [26]

Circuito Impreso (PCB)

Imagen 26. Circuito Impreso. [27]

Escalabilidad

Sin Módulo de AMR Con Módulo de AMR

Imagen 27. Escalabilidad del medidor CP-12-1S, CP-12-12S Y CP-12-16S [28]

COMPONENTES DEL SISTEMA INTERACTIVO DE MEDICIÓN.

Para entender el Sistema de Autogestión de Medidores IUSA, lo hemos dividido en 5 partes importantes para su descripción, Ver figura siguiente:

1.- Medidor de Autogestión

2.- Dispositivo de recarga

3.- Terminal Punto de venta

4.- Medios de comunicación

5.- Servidores centrales

Imagen 28. Diagrama general del Sistema de Autogestión de IUSA. [29]

Medidores CP-12. El medidor de Autogestión CP-12, es totalmente electrónico y cuenta en su interior con un módulo de RFId (Radio Frequency IDentification) .Este módulo le permite almacenar y recuperar información de importancia para el sistema de Autogestión. La frecuencia de transmisión es de 13.56 MHz bajo la normatividad ISO 14443 A.

Dispositivo de recarga (Tarjeta Inteligente). El dispositivo de recarga o tarjeta inteligente posee en su interior un chip y una antena que le permiten transmitir y recibir información tanto a la terminal del punto de venta como al medidor de autogestión. Convirtiéndose así en el medio de transporte de la información, lo que permite actualizar y alimentar la base de datos de los servidores centrales.

En caso de pérdida del dispositivo de recarga, el usuario puede obtener una reposición en el punto de venta. Existe solo un dispositivo de recarga asignado a cada medidor de autogestión, ya sea prepago o postpago.

Terminal Punto de Venta. La infraestructura del punto de venta consta de una PC y una lectora/escritora de tarjetas por RFId. Y una impresora de tickets. Además cuenta con una aplicación instalada en la PC del punto de venta desde donde se pueden realizar las siguientes funciones:

- Vender crédito de energía eléctrica
- Leer la información almacenada en la tarjeta al momento de la venta
- Comunicarse con los servidores centrales para validación y autorizaciones de ventas
- Leer el consumo del medidor de autogestión de Postpago y realizar el pago
- Imprimir recibos de compra y pago de energía
- Reposición de dispositivos de recarga

El punto de venta es la interface del Sistema de Autogestión que tiene contacto con el usuario y además envía información hacia los servidores centrales de la Compañía Eléctrica.

Medios de Comunicación. La comunicación hacia los servidores centrales de la Compañía Eléctrica puede ser por su propia Intranet, para aquellos puntos de venta ubicados dentro de las oficinas de la eléctrica. Ejemplo: CFEMATICOS. Por la red de Internet para aquellos puntos de venta ubicados fuera de las oficinas de la eléctrica (cualquier negocio con acceso a Internet).

Servidores Centrales. Existen 2 tipos de servidores alojados en las oficinas centrales de la eléctrica que administran la información del sistema de autogestión de IUSA:

Servidor WEB. Controla el acceso de todos los puntos de venta a las bases de datos, sin importar el medio de comunicación.

Servidor de Base de Datos. Almacena y administra la información de los medidores y usuarios: consumos, consumos mensuales, recargas, desconexiones, saldos, voltajes, números de serie de medidor, eventos, etc.

Para tener la integración de la base de datos, existe una replicación de la información de manera transaccional, entre la base de datos del centro de datos que recibe las transacciones de los puntos de venta en comercios generales y la base de datos del centro de datos de CFE. Esto a través de un enlace dedicado punto a punto entre ambos centros de datos.

MODOS DE OPERACIÓN

MODO PREPAGO.

El medidor de autogestión de Prepago, requiere de una compra de energía en un punto de venta y posteriormente la descarga de esta compra en el medidor para garantizar el suministro de energía eléctrica.

El usuario al consumir energía hasta el momento en que en el medidor ocurra la alarma de saldo mínimo (configurable por la eléctrica), indicándole que solo cuenta con un mínimo de crédito disponible y que necesita comprar y recargar en su medidor nuevamente energía.

Si el usuario no recarga energía en su medidor, el saldo restante se consumirá y el medidor cortará el suministro automáticamente.

El suministro de energía se restablecerá nuevamente, hasta que el usuario realice otra compra de energía y el descargue sobre el medidor.

Existe solo una tarjeta asociada a un medidor de autogestión. En caso de pérdida de la tarjeta, se puede obtener su reposición en el punto de venta, quedando invalidada la primera tarjeta.

Operación del medidor CP-12 en modo Prepago. El rol de pantallas es configurable vía puerto óptico y por dispositivo de recarga por la Compañía Eléctrica. (Perfil utilizado solo como ejemplo para explicar la operación del medidor en modo Prepago.)

Pantalla.	OBIS Corto.
Fecha actual.	0.9.2
Hora actual.	0.9.1
Contador de desconexiones totales.	C.7.0
Consumo histórico de energía unidireccional kWh.	15.8.0
Consumo mensual energía unidireccional kWh.	15.9.0
Saldo del medidor.	C.50.0

Este rol de pantallas anterior se visualizará en el medidor de manera permanente y cíclica.

Cargando Saldo de la tarjeta al medidor: Suponemos que el saldo del medidor es de 5 kWh. Y se le quiere abonar con la tarjeta 15kWh al medidor. Recargue su tarjeta con saldo 15 kWh y pasos de descarga de 0 (un solo paso).Colocando la tarjeta sobre el medidor, se podrán visualizar las siguientes pantallas:

Cada registro del medidor se identifica mediante un código OBIS. Los códigos OBIS están descritos por el estándar internacional IEC6205661ObjectIdentificationSystem y se pueden representar de forma completa o corta.

“Saldo medidor 5 kWh”
“Saldo tarjeta 15 kWh”
“Saldo abonado 15 kWh”
“Saldo actual 20 kWh” (saldo del medidor + saldo abonado)
“Tarjeta actualizada”
Nuevamente inicia el ciclo del rol de pantallas configurado por la eléctrica

MODO POSTPAGO.

El medidor de Autogestión permite el suministro de energía, hacia el domicilio del usuario, hasta el final de un período de facturación (configurable por la Compañía Eléctrica).

Al finalizar el período de facturación el led multiestados del medidor se encenderá en color verde/rojo permanente, LCD intermitente (estas alarmas solo será visible si así fue previamente configurada), indicándole al usuario que debe leer su consumo con su tarjeta y realizar el pago en el Punto de Venta más cercano.

En modo Postpago el medidor cuenta con un período de tolerancia para el usuario o período de pago (configurable por la eléctrica) para que pueda realizar su

Una vez que el usuario realizó su pago debe notificarlo al medidor es decir, el usuario deberá colocar su tarjeta sobre el medidor para que se confirme el último pago realizado.

Una vez realizada la confirmación de pago, el medidor de Postpago garantizará nuevamente el suministro de energía a el usuario, por el siguiente período de facturación.

En caso de no realizar el pago del período de facturación anterior, al término del período de tolerancia, el medidor automáticamente cortará el suministro de energía.

También ocurrirá el corte del suministro, en caso de haber pagado a tiempo pero no haber realizado la confirmación de pago sobre el medidor correspondiente.

Una vez realizado el corte, el led multiestados del medidor se encenderá en color verde/rojo permanente, LCD intermitente (estas alarmas solo será visible si así fue previamente configurada).

Resumiendo: El medidor de Autogestión Postpago mantendrá el suministro de energía hasta el final del período de facturación o del mes calendario.

Al final de éste período de facturación, el medidor se alarmará LED verde/rojo y LCD intermitente (si esta alarma así fue configurada). Pero aun no corta el suministro. Indicándole al usuario que debe leer su consumo y realizar el pago.

En el medidor de Postpago cuenta con un período de tolerancia o periodo de pago (configurable por la Compañía Eléctrica) para realizar el pago y la confirmación de pago sobre el medidor, sin que el medidor corte el suministro de energía.

Una vez realizado el pago y también la confirmación de pago sobre el medidor, éste garantizará el suministro de energía a el usuario, por el siguiente período de facturación.

En caso de no realizar el pago de su consumo, al término del período de tolerancia y llegada la fecha de corte, el medidor automáticamente cortará el suministro de energía.
El medidor se alarmara: LED verde/rojo y LCD parpadeando (si esta alarma así fue configurada).

Importante: También ocurrirá el corte del suministro en caso de haber pagado y no haber realizado la confirmación de pago sobre su medidor.

MODO SOLO ENERGÍA.

En este modo de operación el medidor de autogestión no cuenta con fechas límite de pago (Postpago) o saldos pendientes (Prepago).

Es en si un medidor que solo mide el consumo de energía del usuario. Para ingresar a este modo es necesario el dispositivo de recarga, es decir, mediante la tarjeta se le transfiere el nuevo modo de operación al medidor.

Pantallas de Solo Energía. El rol de pantallas siguientes es utilizado como ejemplo para esta explicación, la compañía eléctrica puede modificar el rol como lo desee, adicionando o quitando pantallas para ser visualizadas en el medidor.

1.- Pantalla de Prueba del LCD.

Se encienden todos los segmentos.

2.- Lectura Total de energía Unidireccional (kWh) A.8.0

Si el usuario coloca su tarjeta sobre el medidor, este solo detectará y leerá la tarjeta y se podrán visualizar las siguientes pantallas:

“Tarjeta detectada”

“Tomando lectura”

“Tarjeta Actualizada”

Indica que el medidor ya se comunicó con la tarjeta, intercambiando información entre ambos. El colocar la tarjeta sobre el medidor, en modo Solo Energía, no afecta cambio alguno en la configuración del medidor.

MODO DE PRUEBA.

La duración de este modo es de 30 min, es decir, transcurridos 30 min el medidor regresará automáticamente al modo de operación anterior. Si un medidor se encuentra en este modo de Operación, se podrá visualizar un pequeño triangulo en la parte inferior derecha de la pantalla del medidor.

“ ” Medidor en Modo de Prueba. (Esquina inferior derecha del LCD)

Durante el modo de pruebas es posible leer el medidor por puerto óptico: firmware, hora y fecha, número de serie del medidor, etc. Durante el modo de pruebas también es posible hacer pruebas metrológicas, Verificación de la constante, calibración, variación de corriente; de voltaje etc. Los registros del usuario (kWh, demanda Max, etc.) no se alteran al entrar o salir del Modo de Prueba.

Pantallas de Modo de Prueba . Se mantienen todas las pantallas del modo anterior en que se encontraba el medidor.

Pruebas. Las pruebas que se pueden realizar durante este modo son:

Pruebas Metrológicas

- Corriente de arranque
- Deslizamiento
- Curva de Carga

Pruebas de Autogestión

- Corte por exceder la demanda contratada
- Inversiones físicas
- Desconexiones
- Corte por alto y bajo voltaje

Operación del medidor en Modo de Prueba. Se requiere el puerto óptico para ingresar el medidor a modo pruebas. El medidor puede ser removido de su base en este modo y volverse a energizar, sin perder el modo de Prueba. Si el medidor antes de entrar a modo de prueba tenía configurado el corte del suministro por retiro de base, este corte no aplica en modo prueba al ser removido el medidor de su base.

El registro de kWh del medidor se puede incrementar mientras se encuentre en este modo de operación, pero una vez regresado a su estado normal, el valor del registro de energía regresa a como se encontraba antes del modo de pruebas. Durante el modo de pruebas la desconexión manual por usuario si aplica. Todos los eventos ocurridos en el medidor durante el Modo Prueba, no serán registrados en el log de eventos del medidor. Para el medidor en Modo de Prueba, existe una tarjeta de administrador denominada “Tarjeta para Modo Prueba” que opera el medidor, sin ninguna restricción. Esta tarjeta puede operar en el modo con que venía configurado anteriormente el medidor, sin problema alguno.

Si el medidor tenía configurado previamente el modo de Prepago y entra al Modo de Prueba, solamente en este caso, siempre sumara 1 kWh a su saldo existente, al salir de modo prueba se restablece el saldo del usuario.

El modo de prueba finaliza solo cuando se cumple alguna de las dos siguientes situaciones:

- Expira los 30 minutos, que es la duración de este modo o
- Mediante puerto óptico se saca al medidor de este modo.

MODO BIDIRECCIONAL.

El medidor CP-12 tiene la capacidad de mostrar lo siguiente:

- Consumo acumulado recibido.

Pantalla identificada con el código OBIS 1.8.0 para energía positiva.

- Consumo acumulado entregado.

Pantalla identificada con el código OBIS 2.8.0 para energía negativa.

- Consumo acumulado neto.

Pantalla identificada con el código OBIS A.8.0 para la suma absoluta de energía entregada y energía recibida.

Modo Postpago.

Modo Unidireccional:

- El adeudo del último cierre corresponde al consumo acumulado neto correspondiente al código OBIS A.8.0.
- Pantalla identificada con el código OBIS A.9.0.

Modo Bidireccional:

- El adeudo del último cierre corresponde solo a la energía positiva correspondiente al OBIS 1.8.0

Modo Prepago.

Modo Unidireccional:

- El consumo acumulado neto correspondiente al código OBIS A.8.0. es la cantidad que se descuenta del saldo.

Modo Bidireccional:

- La energía positiva correspondiente al OBIS 1.8.0es la cantidad que se descuenta del saldo.

Configuración y Operación del medidor CP-12 en Modo Bidireccional.

Definiremos 2 tipos de energía:

- Energía entregada o exportada (energía que genera el usuario y entrega a la red eléctrica, -kWh)
- Energía recibida o importada (energía que genera la CFE y es recibida por el usuario, + kWh).

Configuración. Un cambio de modalidad de Unidireccional a Bidireccional debe realizarse vía puerto óptico, adicionalmente la tarjeta debe actualizarse con un perfil en Modo Bidireccional.

Cambio por Puerto Óptico. Se selecciona el Modo Tarifario Bidireccional en la aplicación y se oprime el botón “Actualizar”.

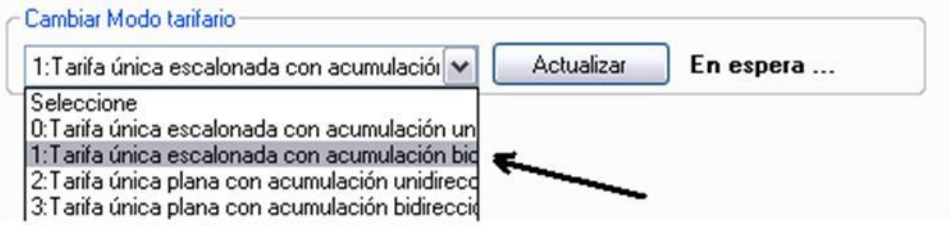


Imagen 29. Cambio modo tarifario. [30]

El cambio puede verificarse igualmente por puerto óptico al consultar el Modo Tarifario con la siguiente opción en la aplicación.

Imagen 30. Leer modo tarifario. [31]

Actualización del perfil en la Tarjeta Inteligente.

Configuración TI. Se crea un perfil en modo bidireccional.

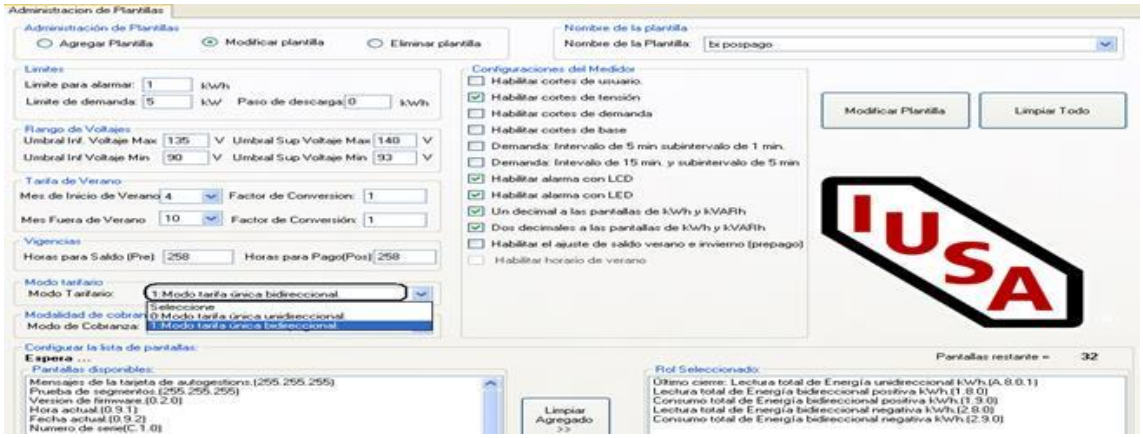


Imagen 31. Modo bidireccional. [32]

Se actualiza el perfil de la tarjeta

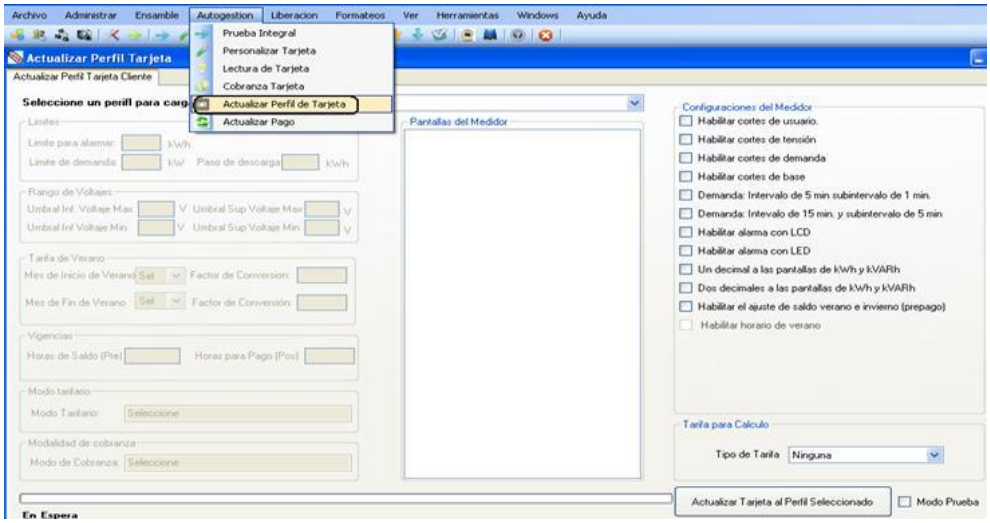


Imagen 32. Actualizar perfil de tarjeta [33]

Se coloca la tarjeta en el medidor.

Operación. Registro de energía recibida. El medidor cuenta con dos registros energía recibida en kWh, los cuales estarán registrando la energía que recibe el usuario por parte de la compañía.

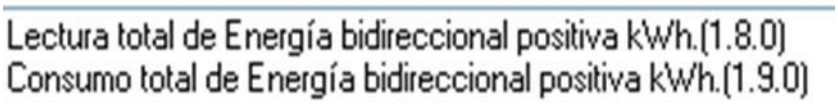


Imagen 33. Registro de energía recibida en KWH. [34]

El registro con OBIS 1.8.0 registra la energía total o histórica. El registro con OBIS 1.9.0 registra el consumo mensual, y se reinicia cada vez que se hace un cierre.

Registro de energía entregada. El medidor cuenta con dos registros de energía entregada en kWh, los cuales estarán registrando la energía que genera el usuario.

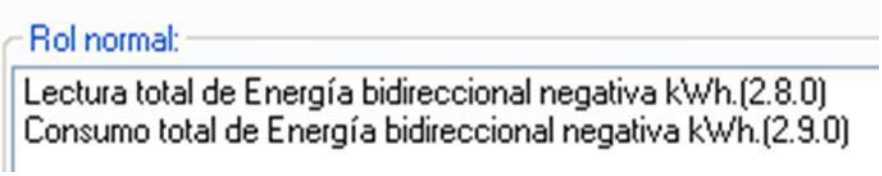


Imagen 34. Registro de energía entregada en KWH. [35]

El registro con OBIS 2.8.0 registra la energía total o histórica. El registro con OBIS 2.9.0 registra el período de consumo y se reinicia cada vez que se hace un cierre.

Nota: Para saber si un medidor está en modo bidireccional debe consultarse por puerto óptico.

Imagen 35.consulta de modo tarifario. [36]

2.3 MEDIDOR REX

- Medidor Elster completamente electrónico, monofásico
- Soporta comunicación Elster 2 vías AMR en la tarjeta central del medidor
- Utiliza la banda de los 902-928 MHz que no requiere licencia
- Comunicación de espectro de frecuencia dispersa
- ¼ de watt de poder de transmisión
- Clase 0.5 de precisión ANSI
- Formas 1S,2S,3S 4S Y 12S
- Voltaje:120 y 240 ± 20%
- -40° a +85° C dentro del medidor r
- Clase 20, 200 o 320, auto contenido

REX CARACTERÍSTICAS DE HARDWARE

- Sensor de Corriente
- Sensor de Voltaje
- Micro controlador IC
- Muy preciso en muestreo
- EEPROM Para Almacenamiento de Datos
- Display de Cristal Liquido
- Base con soporte moldeada
- Cubierta de policarbonato
- Placa de datos de fácil lectura , puede personalizarse por la compañía
- Puerto óptico interno y emulador de disco en Display para
- Pruebas de precisión en laboratorio
- Programación de equipo utilizando Metercat y un puerto óptico estándar

REX CAPACIDADES DE MEDICIÓN

- Flexibilidad en la medición de energía KE
- Programado de fábrica para energías entregada, recibida. Suma o neta KWh
- Siempre regresa el total de KWh recibidas
- Hasta 2 Demandas por bloques (15,30 o 60 Min)
- Total
- Total + 1 Tarifa Horaria
- 2 Tarifas Horarias
- Tarifa Horaria seleccionable para cualquier medidor
- Hasta 4 tarifas y 4 estaciones
- Los medidores Rex guardan el calendario de la tarifa horaria enviado por el colector
- **Perfil de Carga seleccionable en cualquier medidor**
- 15, 30 o 60 minutos
- 480 LP registro de intervalo

REX CAPACIDADES ADICIONALES

- NO se requieren baterías paras las funciones de LP o TOU
- La Hora es enviada periódicamente del colector
- Después de un apagón el medidor REX se regresara al ala tarifa default (tarifa C) hasta que la fecha, hora y tipo de día sean recibidos de la red (usualmente toma minutos)
- El voltaje de la línea regresa con cada lectura del medidor
- Estatus e Indicadores de Fraude
- Estatus de errores del medidor
- Conteo de apagones
- Siempre es monitoreado el Flujo inverso de engría
- Reporte de retorno de engría
- Registro automático y re-registro (optimización de la LAN)

PARTES DELMEDIDOR REX

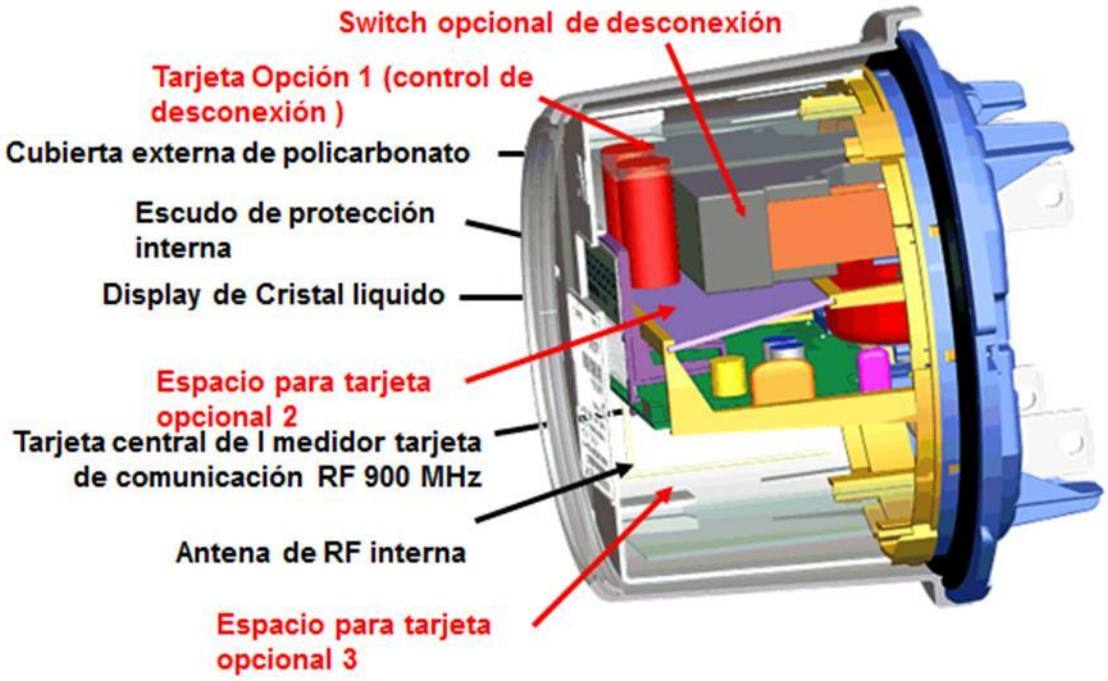


Imagen 36. Partes del medidor Rex. [37]

MEDIDOR REX - LCD DISPLAY

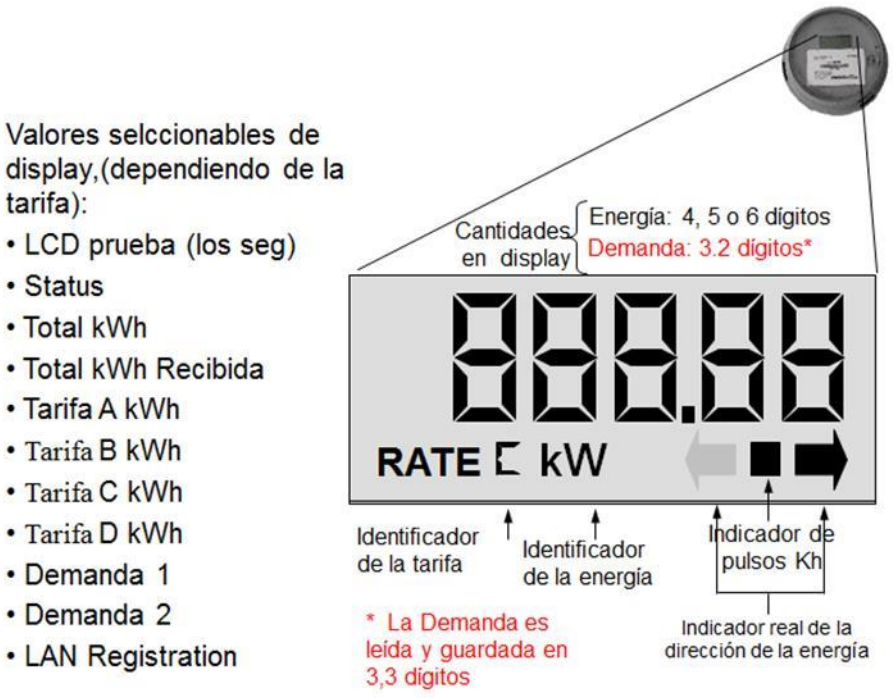


Imagen 37. Medidor Rex – LCD Display. [38]

REX – LAN REGISTRATION DISPLAY

Imagen 38. Rex – LAN Registration Display. [39]

REX – DISPLAY TARIFA Y HORA ACTUAL

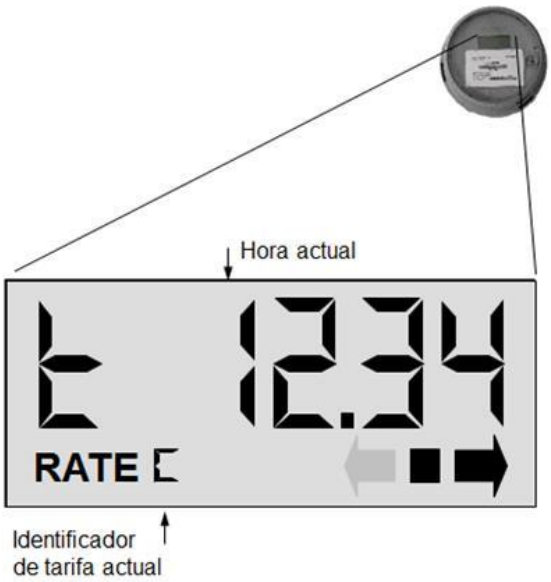


Imagen 39. Rex – Display Tarifa y hora actual. [40]

REX - METER TESTING

- Pruebas similares al Elster ALPHA con puerto óptico

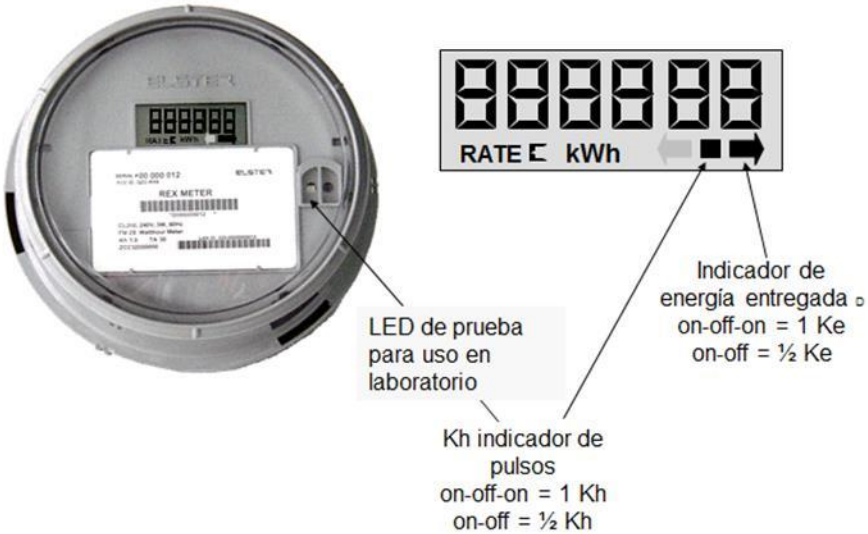


Imagen 40. Rex – Meter Testing. [41]

MEDIDOR A3 ALPHA CON RF LAN (A3_ILN)

- Provee una solución AMR para clientes Comerciales, Industriales con servicios polifásicos
- Utiliza la misma LAN como los medidores Rex, Pueden funcionar como repetidor.
- Básicamente es un medidor ALPHA A3 con una tarjeta RF LAN
- Disponible en Formas 9S, 12S, 16S, 35S, 36S
- Soporta TOU Energía, Demanda, LP, Demanda Coincidente con 2 canales
- Programable con Metercat
- También Provee
- Contador de apagones
- Voltaje por Fases (A, B y C)

LAN (Local Area Network): Como su nombre lo indica estas son redes de área local, las cuales conectan dispositivos en un mismo espacio, estas redes están diseñadas para compartir dispositivos y tener acceso a ellos de una manera fácil y sin complicaciones.

- Características: Operan dentro de un área geográfica limitada
- Proporciona conectividad continua a los servicios locales
- Conecta dispositivos físicamente adyacentes

CAPITULO III. FACTURACIÓN TRADICIONAL Y FACTURACIÓN REX

3.1 FACTURACIÓN TRADICIONAL

TOMA DE LECTURA EN SITIO

Facturación Normal

Se toman lecturas de forma manual por medio de auxiliares comerciales.

1. Auxiliar comercial

Facturación punto de venta

NO se toma lectura

El usuario toma la lectura mediante su dispositivo electrónico (tarjeta)

Prepago

NO se toma lectura

El usuario abona saldo a su medidor

FACTURACIÓN EN OFICINA

Facturación Normal

Se factura de la forma tradicional:

1. Se bajan lecturas
2. Se factura con el SIGLO
3. Se imprime

Facturación punto de venta

Se factura al momento que el usuario lleva su tarjeta para el pago o cuando este se finiquita

Prepago

1. Se facturan dentro de los ciclos normales.
2. Las Lecturas para determinar los consumos, se toman de las recargas que haya hecho el usuario dentro del periodo de facturación.
3. Si el usuario NO hizo recargas dentro del periodo de facturación, se facturará con consumo “cero”.

REPARTO DE AVISO RECIBO EN SITIO

Facturación Normal

Se reparte el aviso recibo con un auxiliar comercial

Facturación punto de venta

Se entrega al cliente al momento de que acude al Punto de Venta para su facturación y se le da la opción de pagar en ese momento o dentro de los 10 días de plazo

Prepago

No se genera

COBRANZA

Facturación Normal

Se utilizan todos los medios de cobros que se tienen:

1. Ventanilla CFE
2. CFEMáticos
3. Comisionistas
4. Cobranza Electrónica

Facturación punto de venta

Cliente paga su factura en:

1. Ventanillas de CFE
2. CFEMáticos
3. Módulos externos

Prepago

Cliente paga su factura en:

1. Ventanillas de CFE
2. CFEMáticos
3. Módulos externos

CORTE PREVENTIVO EN SITIO

Facturación Normal

Se hace el corte preventivo manualmente, instalando fundas de corte en las terminales del medidor lado carga o realizando el corte en la acometida a la altura del poste:

1. Linieros

Facturación punto de venta

Se suspende el suministro automáticamente al terminarse el plazo de pago.

Prepago

Se suspende el suministro automáticamente al terminarse el saldo.

COBRANZA

Facturación Normal

Se utilizan todos los medios de cobros que se tienen:

1. Ventanilla CFE
2. CFEMáticos

Facturación punto de venta

Cliente paga su factura en:

1. Ventanillas de CFE
2. CFEMáticos
3. Módulos externos

Prepago

Cliente paga su factura en:

1. Ventanillas de CFE
2. CFEMáticos
3. Módulos externos

RECONEXIÓN EN SITIO

Facturación Normal

Se genera al momento que el cliente paga su adeudo atrasado

Facturación punto de venta

No se genera

El cliente se reconecta al momento de comunicar con la tarjeta a su medidor del pago

Prepago

No se genera

El cliente se reconecta al momento de comunicar con la tarjeta a su medidor su compra de saldo

DESCONEXIÓN EN SITIO

Facturación Normal

1. Si se hizo el corte preventivo con aro candado, automáticamente a los 15 días se da de baja en Sicom con estatus 8 (baja sin retiro de equipo de medición).
2. Después de 15 días de hacer el corte preventivo, se hace la desconexión en campo y se retroalimenta en Sicom.

Facturación punto de venta

Se Genera orden en Sicoss 15 días después del corte preventivo que hace el mismo medidor, y se retroalimenta la baja en Sicom

Prepago

No se genera

El medidor permanece desconectado.

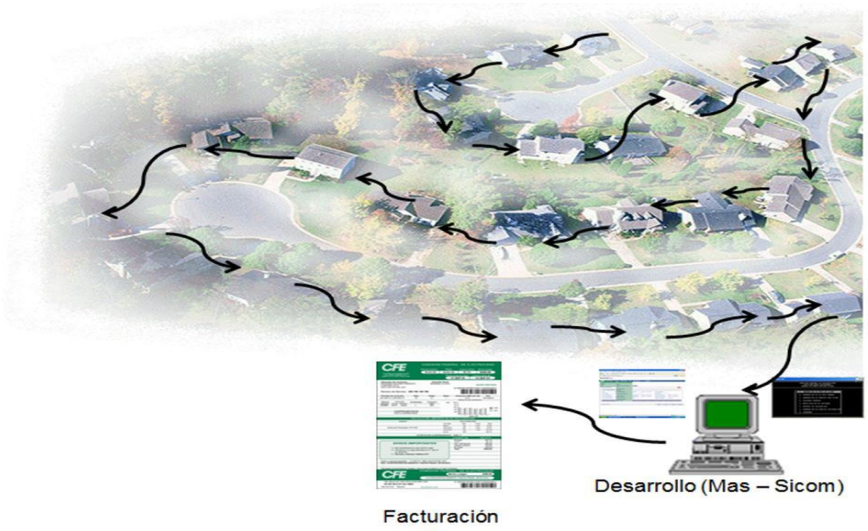


Imagen 41. Facturación tradicional. [42]

3.2 FACTURACIÓN REX

TOMA DE LECTURA DE FORMA REMOTA

Facturación Rex

Se toman lecturas de forma remota con el sistema MÁS desde oficina

1. Telemedición

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No aplica

FACTURACIÓN EN OFICINA

Facturación Rex

1. Se baja archivo de lecturas para la facturación del sistema MAS
2. Se factura con el SIGLO
3. Se imprime

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No aplica

REPARTO DE AVISO RECIBO EN SITIO

Facturación Rex

Se reparte el aviso recibo con un auxiliar comercial

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No se genera

COBRANZA

Facturación Rex

Se utilizan todos los medios de cobros que se tienen:

1. Ventanilla CFE
2. CFEMáticos
3. Comisionistas
4. Cobranza Electrónica

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No aplica

CORTE PREVENTIVO REMOTO

Facturación Rex

Se hace el corte preventivo teniendo 2 opciones

1. Auxiliar comercial en sitio
2. Telemedición si el medidor está habilitado con corte remoto

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No aplica

COBRANZA

Facturación Rex

Se utilizan todos los medios de cobros que se tienen:

1. Ventanilla CFE
2. CFEMáticos

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No aplica

RECONEXIÓN REMOTA

Facturación Rex

Se realiza reconexión de forma remota por medio del sistema MÁS desde oficina

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No aplica

DESCONEXIÓN EN SITIO

Facturación Rex

1. Si se hizo el corte preventivo con aro candado, automáticamente a los 15 días se da de baja en Sicom con estatus 8 (baja sin retiro de equipo de medición).
2. Después de 15 días de hacer el corte preventivo, se hace la desconexión en campo y se retroalimenta en Sicom para pasar a estatus 4 (baja definitiva con retiro de medidor).
3. Si se hizo el corte preventivo de forma remota con el sistema MAS, automáticamente a los 15 días se da de baja en Sicom con estatus 8 (baja sin retiro de equipo de medición).
4. Después de 15 días de hacer el corte preventivo, se hace la desconexión en campo y se retroalimenta en Sicom para pasar a estatus 4 (baja definitiva con retiro de medidor)

Facturación punto de venta

No aplica

Prepago

No aplica

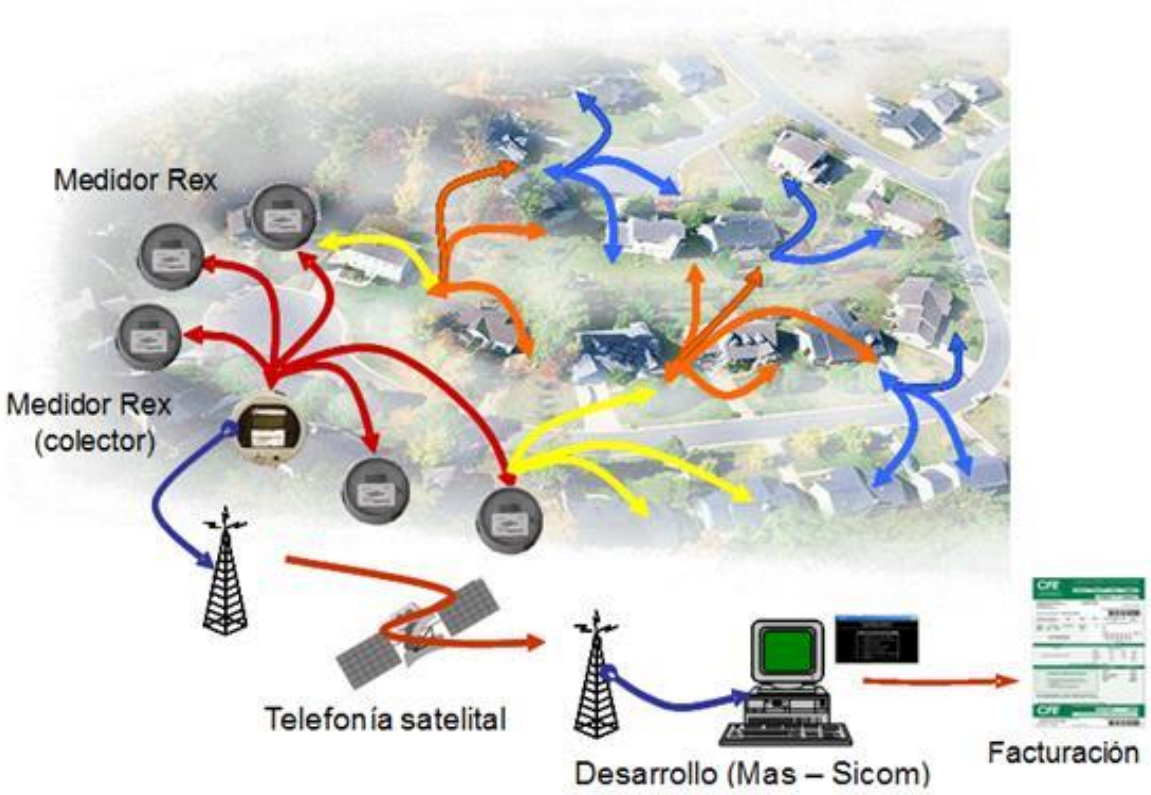


Imagen 42. Facturación Rex. [43]

CAPÍTULO IV. SISTEMA MAS

4.1 SISTEMA MAS

SISTEMA ELSTER ENERGYAXIS AMI

- Sistema completamente basado en medidores (AMI)
- Solución eléctrica para usuarios residenciales comerciales e industriales
- Solución para medición de agua residencial
- Solución para medición de gas (futuro)
- Utiliza la banda de los 902 a 928 MHz (no requiere licencia) para formar la red de área local
- Elster designa a la arquitectura de la LAN RF como “Mesh”
- El sistema de recolección de datos MAS de Elster trabaja sobre plataforma Windows 2003 server
- Integra comunicación 900 MHz en los medidores REX y ALPHA A3
- Solución de red LAN con repetidores en la banda de los 900 MHz

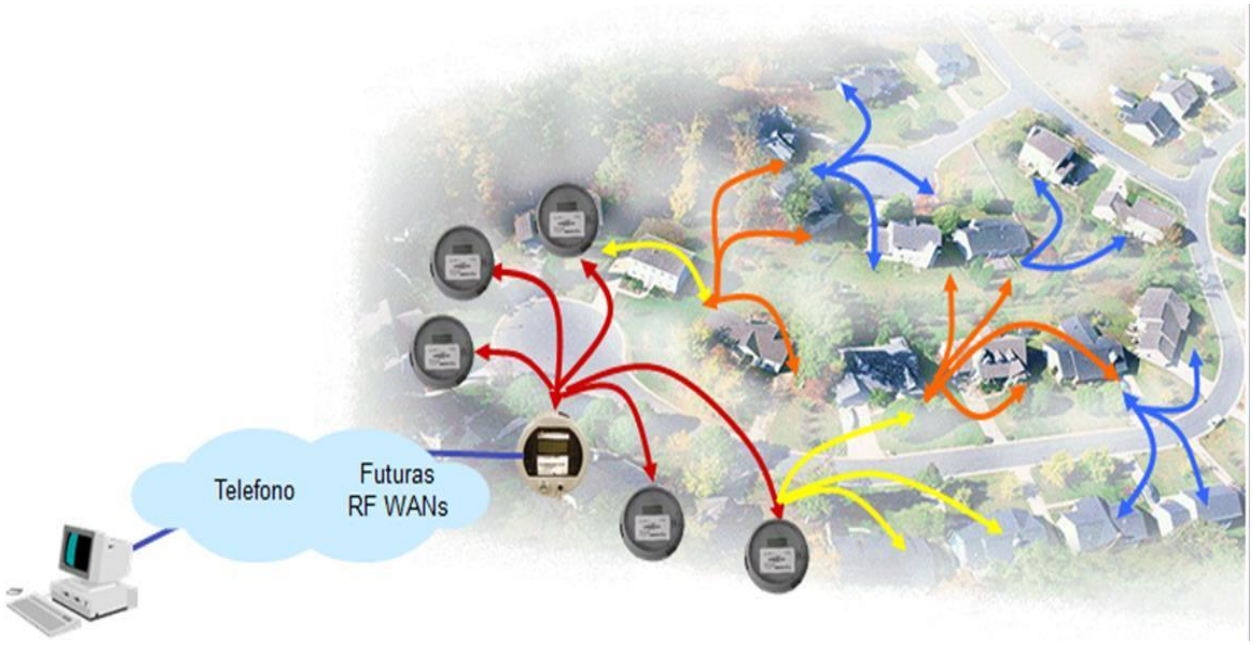


Imagen 43. Sistema ELSTER ENERGYAXIS AMI. [44]

SISTEMA ELSTER AMI – DIFERENTES CARACTERÍSTICAS

Nueva y Avanzada red RF de Elster

Provee comunicación en la banda de 900 MHz (no requiere licencia)

- Comunicación inteligente 2 vías hacia cualquier medidor eléctrico
- Arquitectura de la red RF tipo Mesh
- Cualquier medidor eléctrico puede ser repetidor
- La red Mesh es controlada por los Medidores A3 colectores
- La Arquitectura soporta hasta 7 Repetidores 8 niveles
- Permite comunicación rodeando obstáculos, esto nos ayuda a cubrir cualquier tipo de huecos que pudiesen existir
- Esto incrementa el área de cobertura por colector lo cual reduce los costos
- Algoritmos del Sistema :
- Optimiza la confiabilidad de las comunicaciones en cada medidor
- Soporta Registros Automáticos por RF para instalaciones “conecta y sigue’
- Permite la auto reparación de las comunicaciones
- Las unidades se re-registraran utilizando vías alternas cuando las condiciones de la RF cambien
- Los Datos Provienen del Medidor
- Siempre Auditables

LUGARES DONDE “MAS” ES EFECTIVO PARA REDUCCIÓN DECOSTOS.

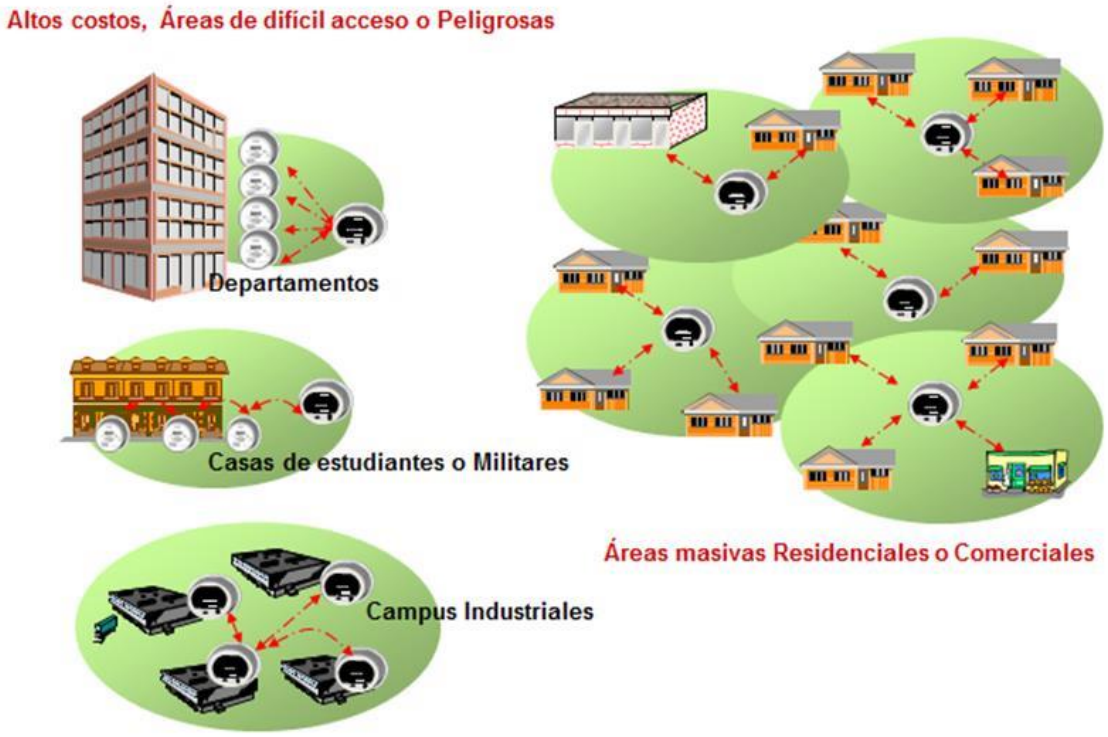


Imagen 44. Lugares donde MAS es efectivo para reducción de costos**.** [45]

BENEFICIOS DEL SISTEMA

- Tareas programadas (Schedule) personalizables para ciclos de facturación para cualquier cliente vía AMI
- Lecturas instantáneas (ORR) para cualquier cliente eléctrico
- Lecturas más precisas mejora el renueve y planeación a futuro
- Reduce el número de estimaciones y errores en lectura
- Menos accidentes del personal y responsabilidades
- Mejor servicio al cliente

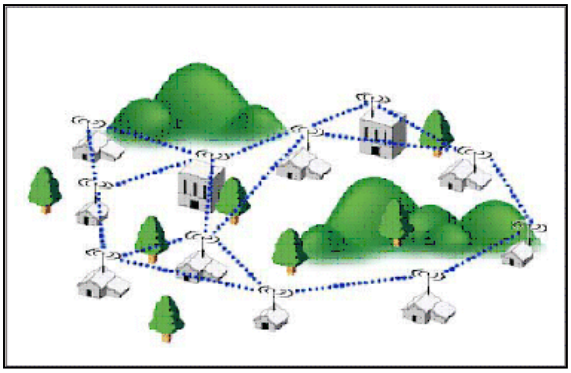
- Reducción significativa de costos por facturaciones fuera de ciclo debidos a:

- Áreas con alto índice de cambios de inquilinos (departamentos, colegios instalaciones militares)
- Volver a leer en sitos peligrosos o de difícil acceso
- Quejas por altos consumos
- Se puede implementar cualquier tarifa para cualquier medidor eléctrico , TOU demanda y Perfil de carga LP
- Se monitorea el voltaje para mejorar la calidad del servicio

COMPONENTES DEL SISTEMA

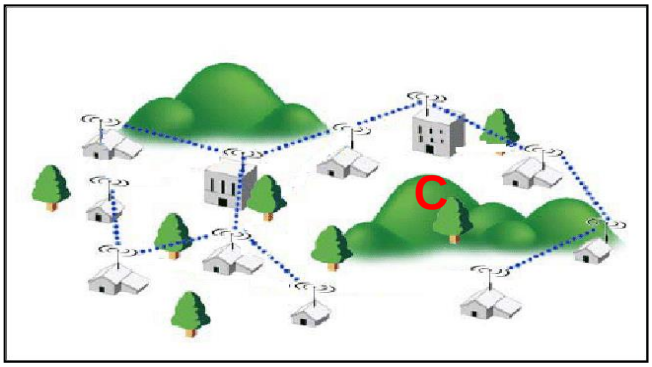
- Estación Maestra
  - Elster Energy Axis Servidor automático de medición (MAS)
- Colector A3 ALPHA
  - Coordina la RF LAN local de dos vías en la banda de los 900 MHz
  - Provee el almacenamiento de datos y el manejo de hasta 2,048 medidores remotos
- Medidores REX
  - Medidor electrónico monofásico con comunicación 2 vías en la banda de los 900 MHz
  - Soporta medición de consumo, demanda, Tarifa horaria (tou) , perfil de carga (LP) y desconexión del servicio
- A3 ILN
  - Medidor A3 ILN con comunicación LAN de 2vias utilizando Radio Frecuencia hacia los colectores
  - Soporta medición de Consumo, Demanda , Tarifa Horaria (TOU) y perfil de carga en dos canales
- Medidores de Agua
  - Medición de agua con un módulo de comunicación de una sola vía
- 900 MHz LAN

UNA RED MESH ASUME QUE EXISTEN OBSTÁCULOS



La Red Mesh fue desarrollada para condiciones de campos de batalla donde las unidades están en movimiento, cada radio repite cada mensaje que escucha

Esto es caótico y puede causar interferencias con unidades fijas.



Elster utiliza una red Mesh controlada, así puede manejar repetidores

Los algoritmos enfatizan la confiabilidad a cada medidor y soportan vías alternas de comunicación para cambiar en forma ordenada si fuera necesario.

La configuración de la red es transparente para el operador.

ELSTER 900 MHZ ARQUITECTURA DE LA LAN

- Cada Colector maneja una subred de RF de hasta 2048 medidores
- Cada medidor REX/A3 ILN tiene comunicación 2 vías y puede ser designado como repetidor por el colector
- Cada trayectoria de comunicación puede tener 15 repetidores (16 niveles)
- Para fácil instalación los medidores de electricidad se registran automáticamente con el colector a través de la LAN RF
- Las trayectorias de comunicación y los repetidores son escogidos por el colector para optimizar la señal
- La red se “auto repara” para máxima conectividad

- Los medidores automáticamente se registran a un medidor/repetidor vecino o a colectores nuevos cuando la comunicación se pierde o no esté presente por un periodo de tiempo determinado o para mejorar la comunicación.
- La arquitectura RF soporta comunicación de una vía para Módulos AMR alimentados con batería en medidores de agua y en el futuro medidores de gas.

UTILITY ID AND LAN ID

- Utility ID –
    - Es un identificador único para cada compañía
    - Es definido en la fábrica para cada medidor
    - Está incluido en cada mensaje RF
- LAN ID – Una ID única de comunicaciones para cada medidor, es asignada por Elster a cada Medidor REX a cada A3 colector , A3_ILN o módulo de agua
- El LAN ID introduce un Utility ID asignado por la fábrica de Elster para prevenir que compañías vecinas puedan leer nuestros medidores
- El LAN ID está impreso en la placa del medidor, : Utility ID – Dirección del Nodo, Por ejemplo 001-0000012345
- 001 es el Utility id
- 0000012345 es el identificador único para la dirección de este medidor o colector

900 MHZ RED DE ÁREA LOCAL

- Repetidores y Nivel del Nodo
    - Nivel 1 los nodos se comunican directamente con el colector
    - Solo existe un lazo de comunicación fuera del colector.

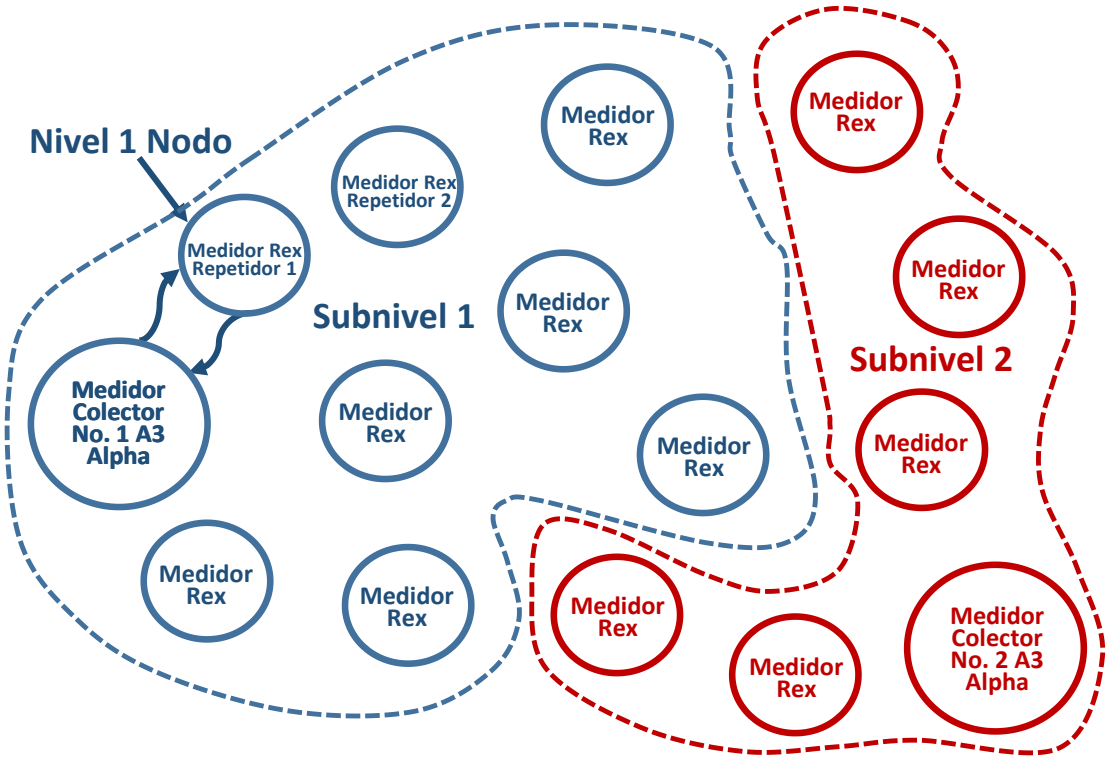


Imagen 45.900 MHz red de área local. [46]

A3 ALPHA COLECTOR INTRODUCCIÓN

- Los Colectores A3 pueden ser para aplicaciones monofásicas o polifásicas
- Reúnen los estándares ANSI incluyendo C12.18.19 y 21
- El medidor Alpha 3 cosiste de dos tarjetas internas
- WAN: Disponible con modem telefónico interno, RS232 opcional para interface IP.
- LAN: 900 MHz RF se encarga de las comunicaciones RF
- Incluye una batería de litio para mantener el reloj en el sistema (TOU) el cual se difunde periódicamente a todos los medidores dentro de la LAN RF
- Mantiene las tarifas horarias, actuales y las opcionales para ser descargadas a los medidores Rex (hasta 8).

A3 ALPHA COLECTOR TARJETA CONTROLADORA DE LAN

- Cada Colector maneja una LAN de hasta 2,048 medidores
- Maneja automáticamente el registro de medidores en la LAN
- Configura y maneja la red de área local alrededor del colector en la banda de los 900 MHz
- Optimiza las trayectorias de comunicaciones para cada medidor
- Soporta registros automáticos, y re-registros cuando las condiciones de RF cambien
- Almacena datos actuales de cada medidor en la LAN para ser leídos con MAS
- Datos actuales del medidor (kWh, kW, voltaje, estatus)
- Datos de Facturación anterior
- Datos de estación anterior
- Almacena LP de los medidores seleccionados
- Windows 2003 Server
- Basado en interface Web
- Provee Lecturas
- Instantáneas o bajo pedido On request
- Calendarizada mediante tareas programadas
- Provee en un rango de fechas (siempre y cuando se hayan tomado lecturas en esas fechas)
- Arroja las lecturas en archivos XML.

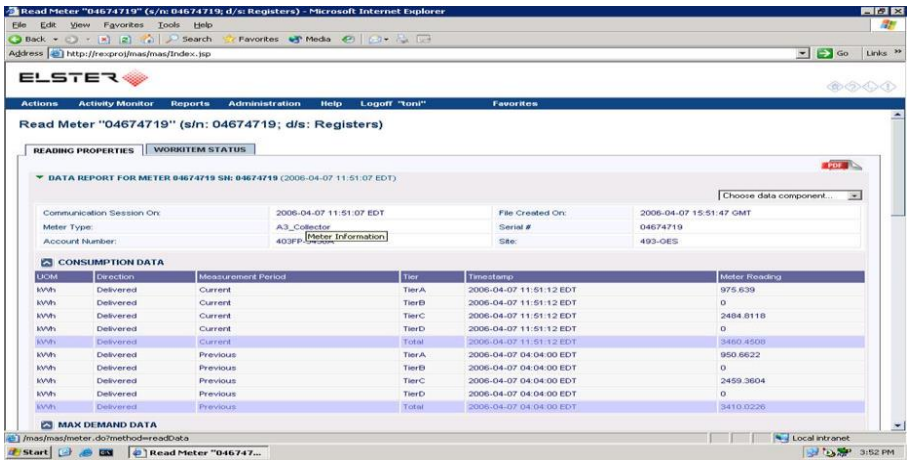


Imagen 46.Lectura en archivos XML. [47]

Cuatro elementos básicos

- Medidores
- Tareas programadas (calendarios) Schedule
- Data Sets (Parámetros a leer)
- Calendarios de Tarifas horarias TOU Schedule
- La combinación de Medidores y parámetros son asignados a las tareas programadas:

Imagen 47. Medidores y parámetros. [48]

CAPITULO V. APLICACIÓN DE MEDICIÓN REMOTA EN LA SIERRA DE LA AGENCIA GUADALUPE VICTORIA

5.1 APLICACIÓN EN SIERRA DE GUADALUPE VICTORIA

La Agencia Guadalupe Victoria perteneciente a la Zona de Distribución Tecamachalco de la División de Distribución Centro Oriente cuenta con un total de 124 poblaciones con un total de 24,333 usuarios, sus ventas anuales ascienden a 51.5 GWH de energía y a 75.2 millones de pesos.

Imagen 48. Ubicación Geográfica Agencia Guadalupe Victoria. [49]

CONDICIÓN ACTUAL DE LA ZONA

Actualidad: Actualmente en la Agencia Comercial Guadalupe Victoria, se ha logrado la puesta en operación de 8 poblaciones medidas con tecnología AMI, logrando facturar de manera remota un total de 1,652 servicios tarifas 01 y 02.

POBLACION	HILOS 1	HILOS 2	HILOS 3	TOTAL GENERAL
D55 Acalocotla	100		1	101
D57 Huaxcaleca	723	3	2	728
D71 El Triunfo Chichiquila	182			182
D72 San Antonio Chichiquila	27			27
D73 San Luis Chichiquila	37			37
D74 San Diego Chichiquila	37			37
D75 Guadalupe Chichiquila	86		1	87
D86 Tozihuic	453			453
Total general	1645	3	4	1652

Tabla 1. Poblaciones actualmente con tecnología AMI.

El actual índice en la calidad de la Facturación en esas poblaciones y la disminución de costos de operación en el proceso comercial y atención de anomalías, así como disminución de costos por insumos, combustibles, tiempo extra y mantenimientos de los vehículos utilizados para estas actividades, ha motivado a la realización del proyecto en una segunda etapa en distintas poblaciones de la sierra, de difícil y muy peligroso acceso para llevar a cabo la toma de lecturas, atención de anomalías y así realizar estas actividades con mayor eficiencia y poder brindar los servicios demandados a nuestros clientes en actividades que realmente agreguen valor al servicio, aunado a esta necesidad se requieren acciones que contribuyan a la reducción de las pérdidas no técnicas de la Zona Tecamachalco y mediante la utilización de nuevas tecnologías es

posible hacer más eficiente la mano de obra y además que contribuyan a la reducción de pérdidas de energía.

ÁREA SELECCIONADA PARA PROYECTO.

Se determina 1 polígono para la instalación de 10,569 medidores con tecnología AMI, que considera toda la Zona Serrana de la Agencia Comercial Guadalupe Victoria, dentro del ámbito de la Zona de Distribución Tecamachalco, en los cuales se presenta dificultad para el acceso a la toma de lecturas, ya que los caminos se encuentran muy accidentados y peligrosos, como se observa en las imágenes anexas abajo, servicios en los que no hay acceso con vehículo, ocasionando la atención de los mismos a pie, y con riesgo de algún ataque de animales (serpientes), además de la posibilidad de realizar cortes y reconexiones a distancia con lo cual se mejoraría el indicar de rezago en la cobranza.

Imagen 49. Caminos peligrosos para trasladarse de una población a otra. [50]

Imagen 50. Difícil acceso a los servicios.

Imagen 51. Caminos de difícil acceso a los servicios.

La instalación de medidores con tecnología AMI, nos permitirá liberar la fuerza de trabajo de las actividades operativas del proceso de facturación como son la toma de lecturas, cortes y reconexiones de servicios.

Se mejorará la calidad en la facturación al eliminar los errores en las tomas de lecturas al poder obtener las lecturas de forma remota y automática.

Se eliminan las pérdidas por errores de facturación, por las fallas en los medidores y por uso ilícito, ya que estos medidores pueden emitir alertas al ser desconectados o intervenidos con la posibilidad de atender con prontitud estas intervenciones a los medidores.

POLÍGONO PROYECTO AMI.

Este polígono abarca el área de la Zona Serrana de la Agencia Guadalupe Victoria, de la Zona Tecamachalco el cual contiene 10,569 clientes en tarifas 01, y 02 suministrados en 1, 2 y 3 fases en BT.

Este polígono está alimentado por los circuitos de la subestación Victoria GVI-4022 y la subestación Huatusco HTU-4040.

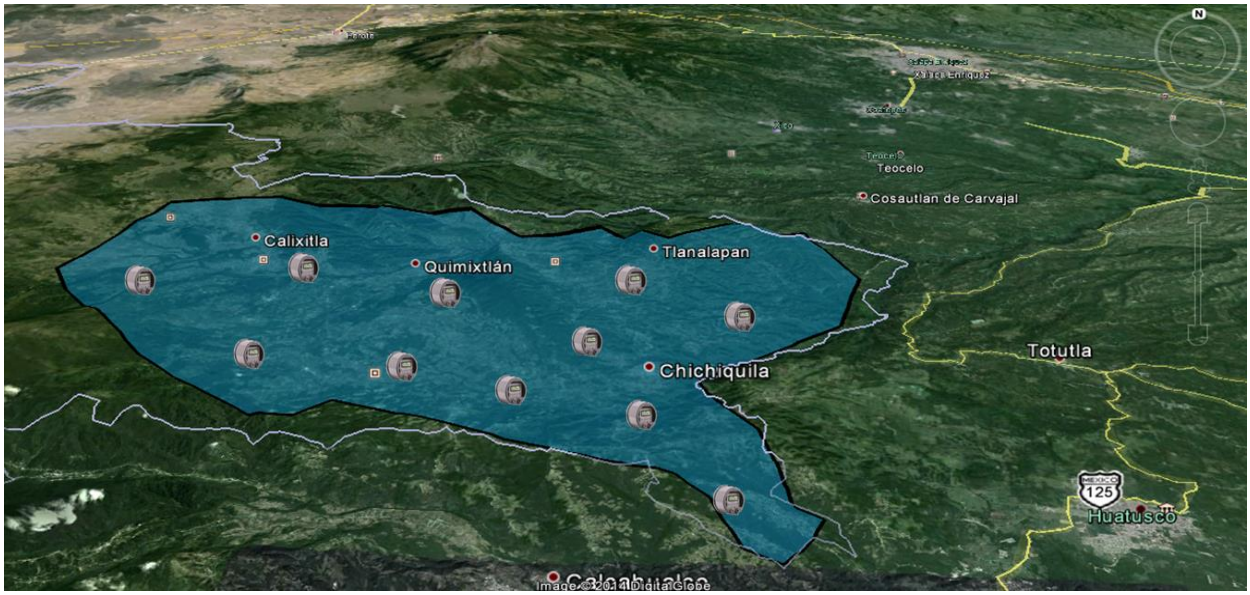
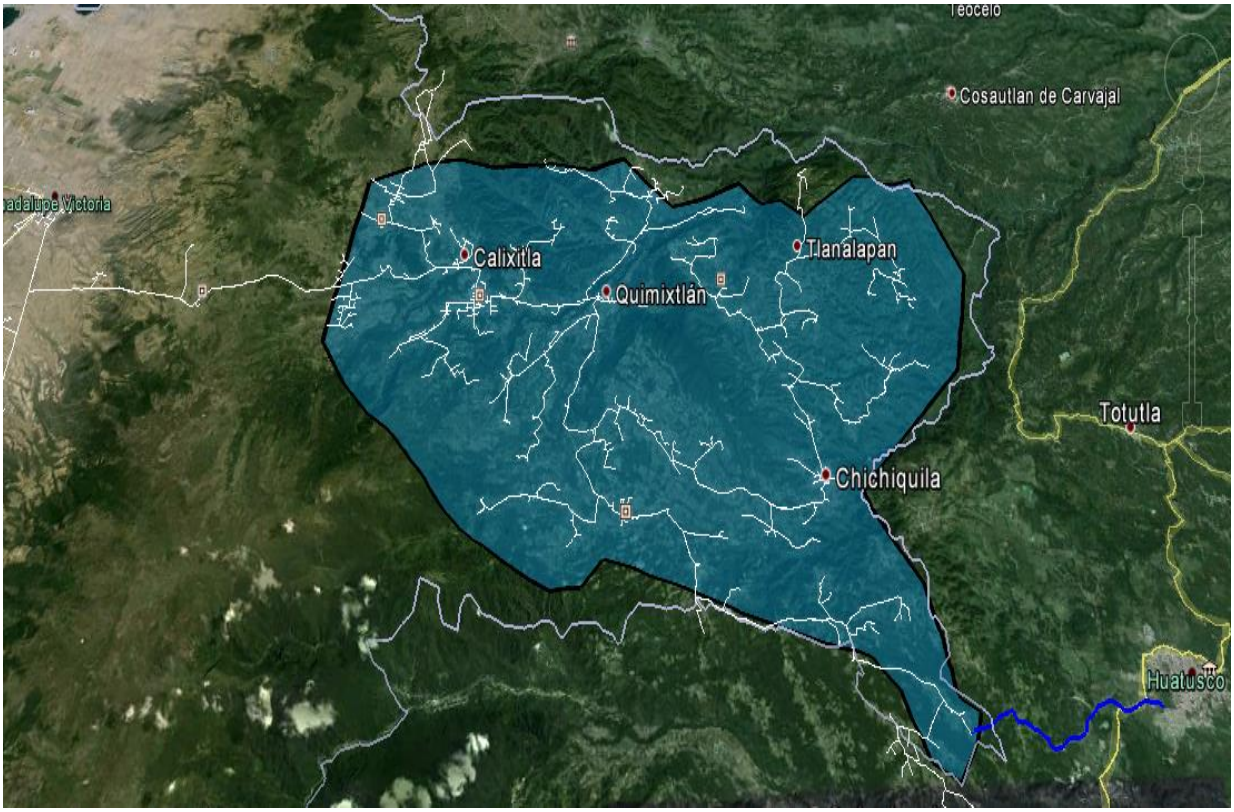


Imagen 52.Polígono delimitador de las poblaciones de la sierra Ag. Gpe.Victoria. [51]

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA AMI AG.GPE. VICTORIA.

Los servicios son alimentados por 2 circuitos provenientes de 2 subestaciones: SE Victoria (GVI-4022), SE Huatusco (HTU-4040) Punto Intercambio en MT.



S.E. VICTORIA

S.E. HUATUSCO

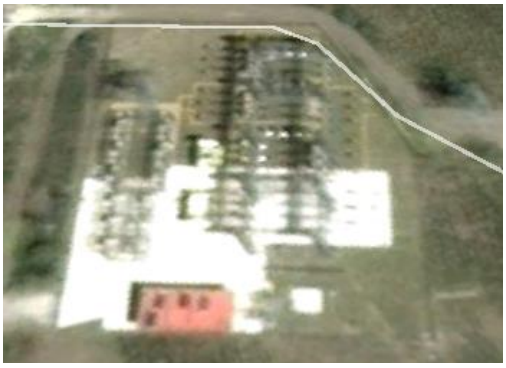


Imagen 53. Infraestructura eléctrica AMI Agencia Gpe. Victoria. [52]

CLIENTES Y CALIDAD DE LA FACTURACIÓN EN EL ÁREA DEL PROYECTO.

Los datos de facturación de las áreas consideradas para la implementación del proyecto de modernización de la medición se indican en la tabla 2.

CALIDAD DE LA FACTURACION CICLOS DEL POLIGONO 2010 - 2015	
AÑO	% CALIDAD
2010	88.1
2011	93.9
2012	97.6
2013	98.0
2014	99.3
2015	99.9

Tabla 2. Calidad de la Facturación de las áreas consideradas para implementación del proyecto.

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (INCREMENTO DE VENTAS).

Con la instalación de la nueva tecnología AMI, se espera un incremento en ventas arriba del 8% y así lograr una disminución importante en las pérdidas no técnicas, como se observa en la Tabla 3

	KWH				$			
COMPARACION	2014	2013	DIF	%	2014	2013	DIF	%
ENERO 2014 - ENERO 2013	1,068,785	980,537	88,248	8.26%	1,836,712	1,685,057	151,655	8.26%
FEBRERO 2014 - FEBRERO 2013	1,069,527	981,217	88,310	8.26%	1,875,961	1,721,065	154,896	8.26%
MARZO 2014 - MARZO 2013	1,184,007	1,086,245	97,762	8.26%	1,841,954	1,689,866	152,088	8.26%
ABRIL 2014 - ABRIL 2013	1,213,202	1,113,029	100,173	8.26%	1,891,324	1,735,160	156,164	8.26%
MAYO 2014 - MAYO 2013	1,499,889	1,376,045	123,844	8.26%	2,129,875	1,954,014	175,861	8.26%
JUNIO 2014 - JUNIO 2013	1,287,818	1,181,484	106,334	8.26%	1,961,575	1,799,610	161,965	8.26%
JULIO 2014 - JULIO 2013	1,231,243	1,129,581	101,662	8.26%	1,931,052	1,771,607	159,445	8.26%
AGOSTO 2014 - AGOSTO 2013	1,310,519	1,202,311	108,208	8.26%	1,957,562	1,795,929	161,634	8.26%
SEPTIEMBRE 2014 - SEPTIEMBRE 2013	941,785	864,023	77,762	8.26%	1,905,270	1,747,954	157,316	8.26%
OCTUBRE 2014 - OCTUBRE 2013	1,088,797	998,896	89,901	8.26%	2,182,665	2,002,445	180,220	8.26%
NOVIEMBRE 2014 - NOVIEMBRE 2013	1,295,115	1,188,179	106,936	8.26%	2,387,753	2,190,599	197,154	8.26%
DICIEMBRE 2014 - DICIEMBRE 2014	1,149,494	1,054,582	94,912	8.26%	2,248,165	2,062,536	185,628	8.26%
	14,342,196	13,158,143	1,184,052	8.26%	24,151,882	22,157,855	1,994,026	8.26%

Tabla 3. Reducción de pérdidas NO técnicas (Incremento de Ventas).

PROPUESTAS DE SOLUCIÓN.

Se plantean la siguiente propuesta de solución para el aseguramiento de la medición: Aseguramiento de la medición con tecnología AMI.

ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS CON EL PROYECTO AMI.

Se realiza análisis de costos operativos SIN y CON sistema AMI para la evaluación del proyecto, los resultados de este análisis son los siguientes, ver Tabla 4.

COSTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL SIN SISTEMA AMI

Actividad	Jorn Bimestrales	Jorn Anuales	Costo Por Jornada	Cost Tot Dia	Costo Por Bimestre	Costo Por Año
Cortes, Reconex y Lect	168	1008	$589.21	$2,133.95	$129,744	$778,464
Atención de Anomalías	22	132	$552.22	$199.82	$12,149	$72,894
Tiu (Quejas y Emergencias)	66	396	$683.20	$741.63	$45,091	$270,546
Combustible	-	-	$400.00	$1,756.58	$106,800	$640,800
Mantenimientos	-	-		$219.29	$13,333	$79,998
TOTAL	256	1536		$5,051	$307,117	$1,842,702

COSTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL con SISTEMA AMI

Actividad	Jorn Bimestrales	Jorn Anuales	Costo Por Jornada	Cost Tot Dia	Costo Por Bimestre	Costo Por Año
Lecturas	0	0	$0.00	$0.00	$0	$0
TOTAL	0	0	$0.00	$0.00	$0	$0

DIFERENCIA DE COSTO

Actividad	Jorn Bimestrales	Jorn Anuales	Costo Por Jornada	Cost Tot Dia	Costo Por Bimestre	Costo Por Año
DIFERENCIA	256	1536		$5,051	$307,117	$1,842,702

Tabla 4. Resumen de análisis de mínimo costo.

MEJORAS Y REHABILITACIÓN DE LA RED DE BT CON EL PROYECTO AMI.

Los trabajos consisten en Cambiar el equipo de medición, Gestión de preparaciones correctas y bajo normas, Relocalización a nuevas preparaciones, Instalación de conectores cilíndricos aislados y tipo cuña en poste, cambio de acometidas obsoletas.

Imagen 54. Modificaciones de preparaciones y cambios de medidores.

Rehabilitación de la Red de BT, con el propósito de dejar un servicio en la medida de lo posible, estético, funcional sin fallas de medición y sin falsos contactos.

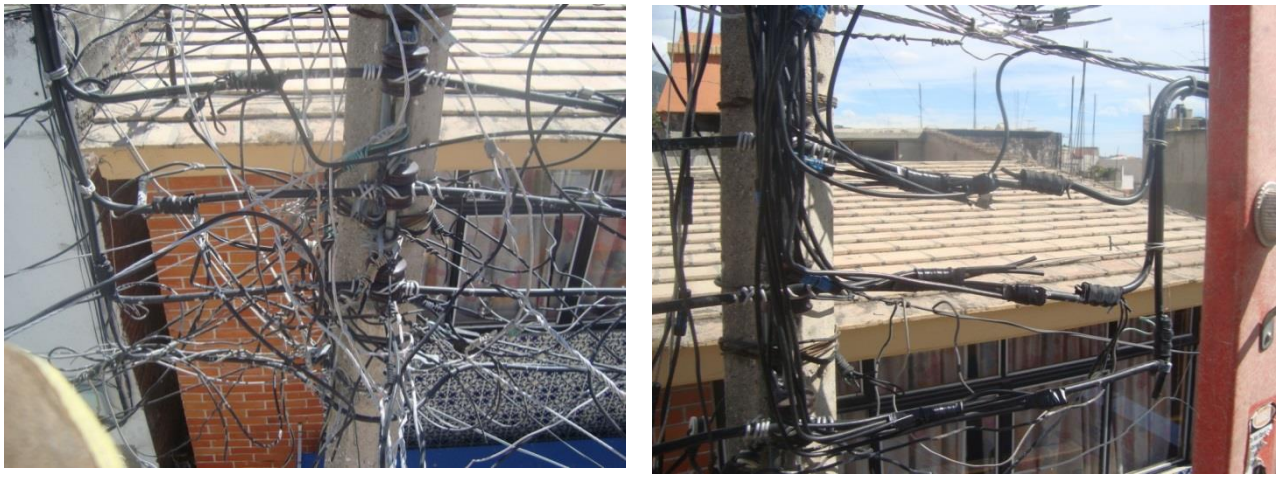


Imagen 55. Rehabilitación de la red en baja tensión.

Aunado a la disminución de las pérdidas no técnicas se espera disminución en los costos de operación en el proceso de la toma de lecturas, de corte y reconexión de los servicios morosos en el pago de sus facturaciones, ya que con los medidores con tecnología AMI, la toma de lecturas, cortes y reconexiones se podrán realizar de manera remota sin necesidad de trasladar al personal a sitio para realizar estas actividades.

DETERMINACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE ENERGÍA.

El incremento a la facturación esperado es relativo a las ventajas del reemplazo de medidores convencionales por medidores con tecnología AMI.

BENEFICIOS ASOCIADOS AL PROYECTO.

Monitoreo y seguimiento de alarmas en equipos de medición, así como la atención pronta y oportuna de anomalías que reporte la nueva tecnología AMI.

elster

Actions | Activity Monitor | Reports | Administration | Help | Logoff "X6955" | Favorites

Alarm Conditions Report

UNACKNOWLEDGED METER ALARMS

Report Generated On: April 24, 2014 1:21:47 AM GMT

Acknowledge | Acknowledge All

Select All | None	Account Number	Meter Name	Serial Number	Event Category	Event Type	Severity	Additional Information	Started	Detected
		42RT61	42RT61	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 14, 2014 9:57:00 PM CDT
		42RT61	42RT61	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 12, 2014 9:57:00 PM CDT
		42RT61	42RT61	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 11, 2014 9:57:00 PM CDT
		42RT61	42RT61	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 10, 2014 9:56:00 PM CDT
	MORA PASCUAL	17CK50	17CK50	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 10, 2014 6:17:00 AM CDT
	SEDAS DIAZ RAMON	84RC10	84RC10	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 9, 2014 10:56:00 PM CDT
		42RT61	42RT61	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 9, 2014 9:57:00 PM CDT
	MENDEZ HDEZ PEDRO	88RC95	88RC95	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 9, 2014 9:46:00 PM CDT
	MORA PASCUAL	17CK50	17CK50	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 9, 2014 6:18:00 AM CDT
	MENDEZ HDEZ PEDRO	88RC95	88RC95	Tamper Alert	Reverse Energy Flow	WARN			April 9, 2014 1:45:00 AM CDT

WORKITEM ACTIONS | Cancel | Copy

Imagen 56. Alarma de Flujo Inverso. [53]

elster

Actions | Activity Monitor | Reports | Administration | Help | Logoff "X6955" | Favorites

Alarm Conditions Report

UNACKNOWLEDGED METER ALARMS

Report Generated On: April 24, 2014 1:23:48 AM GMT

Acknowledge | Acknowledge All | PDF

Select All | None	Account Number	Meter Name	Serial Number	Event Category	Event Type	Severity	Additional Information	Started	Detected
		997VJ4	997VJ4	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=173;TimeValid=true	April 16, 2014 3:18:47 PM CDT	April 16, 2014 4:24:35 PM CDT
	URIBE ESTRADA ASUNCION	915VJ5	915VJ5	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=62;TimeValid=true	April 16, 2014 11:32:38 AM CDT	April 16, 2014 4:22:02 PM CDT
	ROMAN TERAN FRANCELIA	244L5A	244L5A	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=1;TimeValid=true	April 15, 2014 7:06:50 PM CDT	April 16, 2014 4:22:38 AM CDT
	MARGARITA DIAZ G	974EK9	974EK9	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=207;TimeValid=true	April 13, 2014 9:02:44 AM CDT	April 13, 2014 4:22:08 PM CDT
	MA TERESA HERRERA	989VJ9	989VJ9	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=131;TimeValid=true	April 10, 2014 11:21:41 AM CDT	April 10, 2014 4:27:03 PM CDT
	MA TERESA HERRERA	989VJ9	989VJ9	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=1;TimeValid=true	April 10, 2014 11:21:12 AM CDT	April 10, 2014 4:21:13 PM CDT
		004VK5	004VK5	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=77;TimeValid=true	April 10, 2014 8:05:37 AM CDT	April 10, 2014 4:21:13 PM CDT
		913EK2	913EK2	Full Power Outage / Restoration	Meter Removal	WARN	DateValid=false;OutageCount=141;TimeValid=true	April 9, 2014 6:59:12 PM CDT	April 10, 2014 4:22:17 AM CDT

WORKITEM ACTIONS | Cancel | Copy | Dele

Imagen 57. Alarma de Medidor Retirado de su Base. [54]

EL USO DE ESTA TECNOLOGÍA TRAERÁ LOS SIGUIENTES BENEFICIOS A LA EMPRESA:

- Facturación automatizada y confiable de 10,569 servicios
- Rapidez en el proceso de facturación
- Optimización del personal de campo
- Notable disminución de riesgos para personal de campo.
- Administración de energía eléctrica
- Monitoreo de alarmas
- Disminución de fallas y quejas por Mejora a las Instalaciones

CONSIDERACIONES PARA FUTUROS DESPLIEGUES

- Selección de Áreas donde se conjugue preferentemente alto índice de Perdidas con clientes de nivel socioeconómico bajo.
- Levantamientos Físicos de Instalaciones y Clientes.
- Elaboración de Ingenierías Básicas a Detalle.
- Determinación de Montos de Obra y Catálogos de conceptos detallados.

PROCESO DE TOMA DE LECTURAS Y FACTURACIÓN DE SERVICIOS CON EQUIPO DE MEDICIÓN REMOTO.

PASOS BÁSICOS PARA EL PROCESO DE TOMA DE LECTURAS Y FACTURACIÓN DE SERVICIOS CON EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LECTURA REMOTA.

1. Proceso de toma de lecturas vías remota.
2. Proceso de facturación en falso de servicios con lectura remota.

1.- PROCESO DE TOMA DE LECTURA

A) Se ingresa a sistema Energy Axis, el cual se muestra en pantalla.

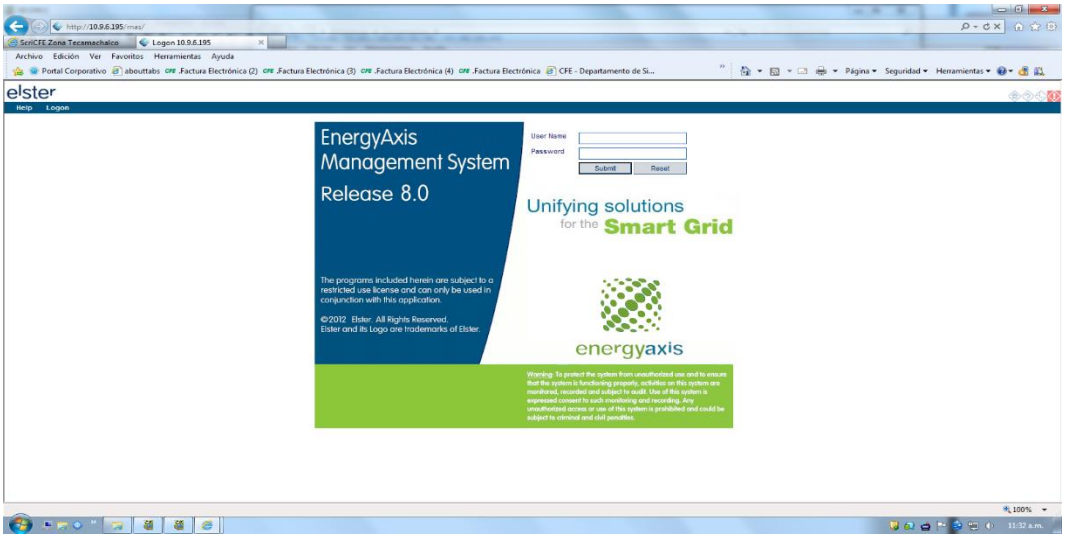


Imagen 58. Pantalla de inicio del Sistema MAS. [55]

B) Ya que se ingresó correctamente al sistema, se identifica cual es el colector o nombre del equipo del cual se requiere realizar el proceso de toma de lectura.

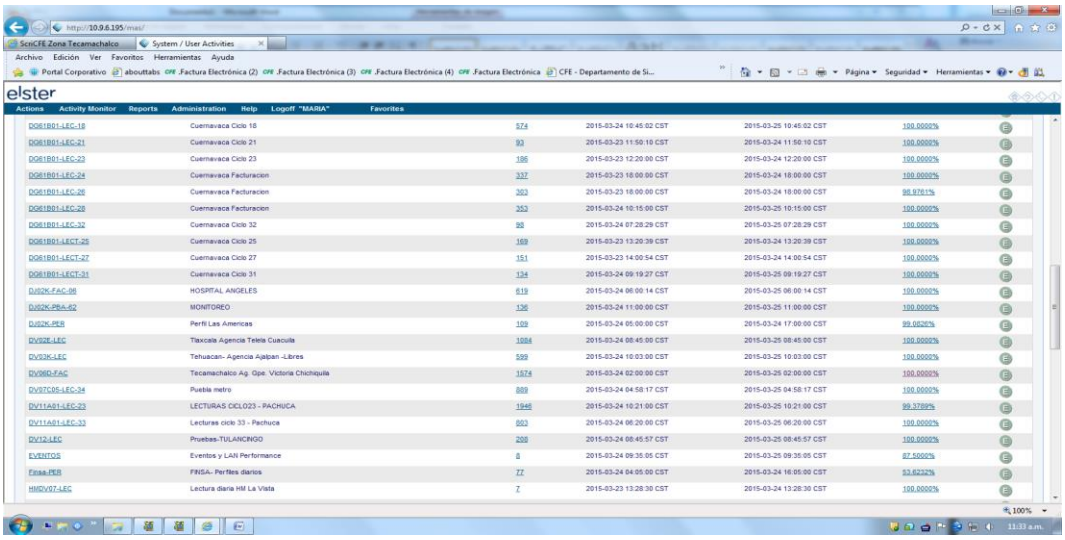


Imagen 59. Listado de medidores colectores del sistema MAS. [56]

En esta pantalla también se muestra el número de servicios que contiene en colector seleccionado.

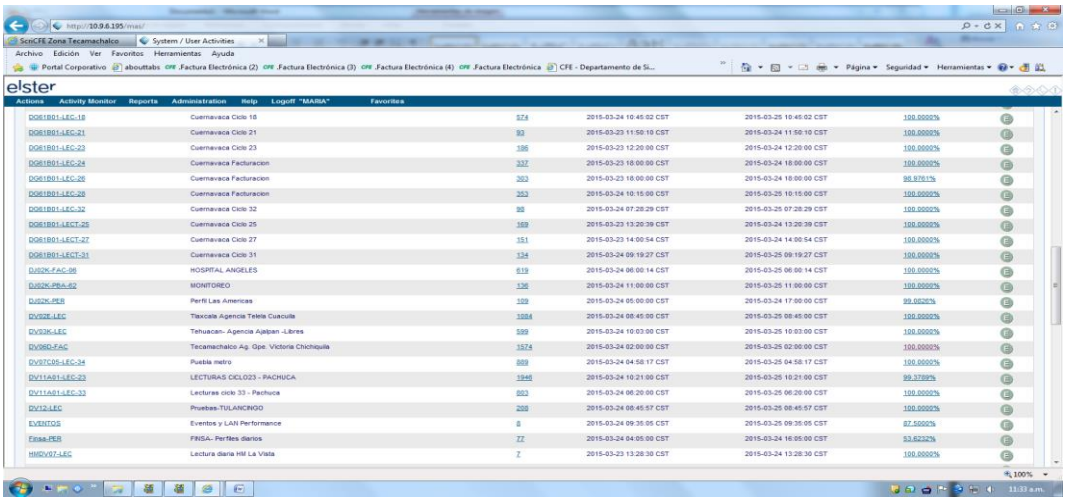


Imagen 60. Listado de medidores colectores del sistema MAS, mostrando la cantidad de servicios asociados a cada medidor colector. [57]

C) Después de seleccionar el equipo del cual queremos consultar las lecturas, nos muestra el estatus de cada uno de los servicios contenidos. En la pantalla se muestra que no existe lectura o comunicación, que haga posible el proceso de toma de lecturas vía remota desde nuestro servidor de CFE.

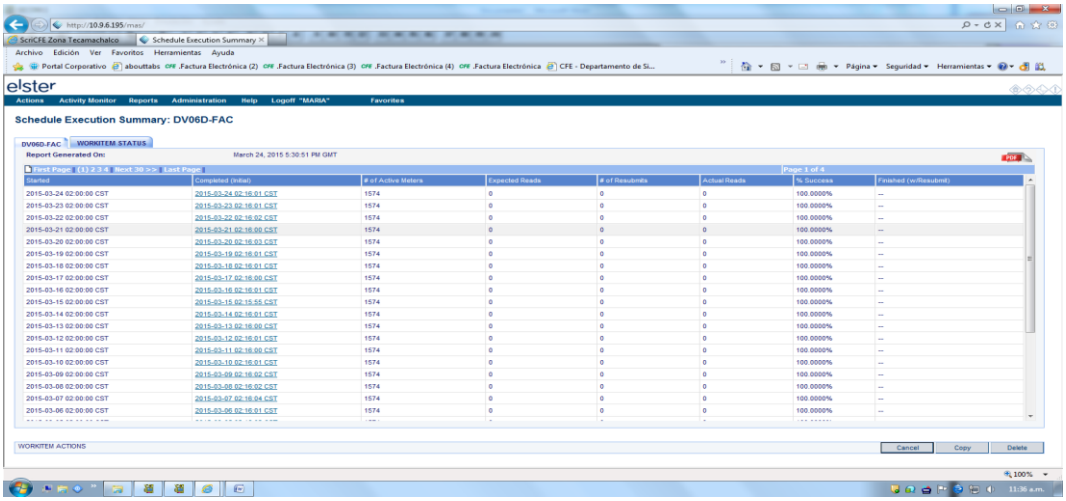


Imagen 61. Status de cada uno de los servicios asociados al medidor colector seleccionado. [58]

2.- PROCESO DE FACTURACIÓN.

1) Entrar a sistema SICOM, con nivel 0, y seleccionar la opción 09.

```
 ************************************************** Versión 5.1   2002/03/21
*   SICOM módulo        COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD              S.D./GIT *
* 24/03/15                  Menú De Acceso NIVEL - 0                  11:44:50 *
*****************************************************************************
*                                                                           *
*  01 - Transferencias Entre Agencias    08 - Venta Focos/Control Emerg 080.  *
*                                                                           *
*  02 - Submenú de Facturación.          09 - Selección Rutas Toma De Lect.   *
*                                                                           *
*  03 - Submenú de Cobranza.             10 - Explotación Tareas LIRE.        *
*                                                                           *
*  04 - Reportes Diversos.               11 - Submenú Programa de Ahorro ASI  *
*                                                                           *
*  05 - Cierre De Operaciones Mensuales. 12 - Submenú Interfaz Tele-Medición  *
*                                                                           *
*  06 - Cierre De Operaciones Diarias    13 - Giros SCIAN                     *
*                                                                           *
*  07 - Reimpresión Reportes Cierre.     14 - Reporte de Fallas de Env. FE.   *
*                                                                           *
```

Imagen 62. Submenu del Sistema Comercial. [59]

2) Una vez en la pantalla de nivel 0, seleccionamos la opción 12.

```
************************************************** Versión 5.1   2002/03/21 *
*   SICOM módulo        COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD              S.D./GIT *
* 24/03/15                  Menú De Acceso NIVEL - 0                  11:37:14 *
*****************************************************************************
*                                                                           *
*  01 - Transferencias Entre Agencias    08 - Venta Focos/Control Emerg 080.  *
*                                                                           *
*  02 - Submenú de Facturación.          09 - selección Rutas Toma De Lect.   *
*                                                                           *
*  03 - Submenú de Cobranza.             10 - Explotación Tareas LIRE.        *
*                                                                           *
*  04 - Reportes Diversos.               11 - Submenú Programa de Ahorro ASI  *
*                                                                           *
*  05 - Cierre De Operaciones Mensuales. 12 - Submenú Interfaz Tele-Medición  *
*                                                                           *
*  06 - Cierre De Operaciones Diarias    13 - Giros SCIAN                     *
*                                                                           *
*  07 - Reimpresión Reportes Cierre.     14 - Reporte de Fallas de Env. FE.   *
*                                                                           *
```

Imagen 63. Submenu del Sistema Comercial. [60]

3) Seleccionamos la opción 03.

```
*****DV06H*************** Agencia Tecamachalco *****************n60db *pts_8 **
************************************************** Versión 5.1   2002/03/21 *
*   SICOM módulo        COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD            S.D./GIT *
* 24/03/15            Submenú de Interfaz de Tele-Medición          11:37:26 *
*****************************************************************************
*                                                                           *
*                                                                           *
*                                                                           *
*  01 - Catalogo Rutas Telemedición      07 - Toma Lectura Horarias         *
*                                                                           *
*  02 - Catalogo Cod.Lote-Cod.Medidor    08 -                               *
*                                                                           *
*  03 - Toma de lecturas remota          09 -                               *
*                                                                           *
*  04 - Ejecutar cortes remotos          10 -                               *
*                                                                           *
*  05 - Reporte de Eventos               11 -                               *
*                                                                           *
*  06 - Alta de Meds en MAS por Ruta     12 -                               *
```

Imagen 64. Submenu del Sistema Comercial. [61]

4) Verificamos el archivo generado RPLECHD, en el sistema SCRICFE.

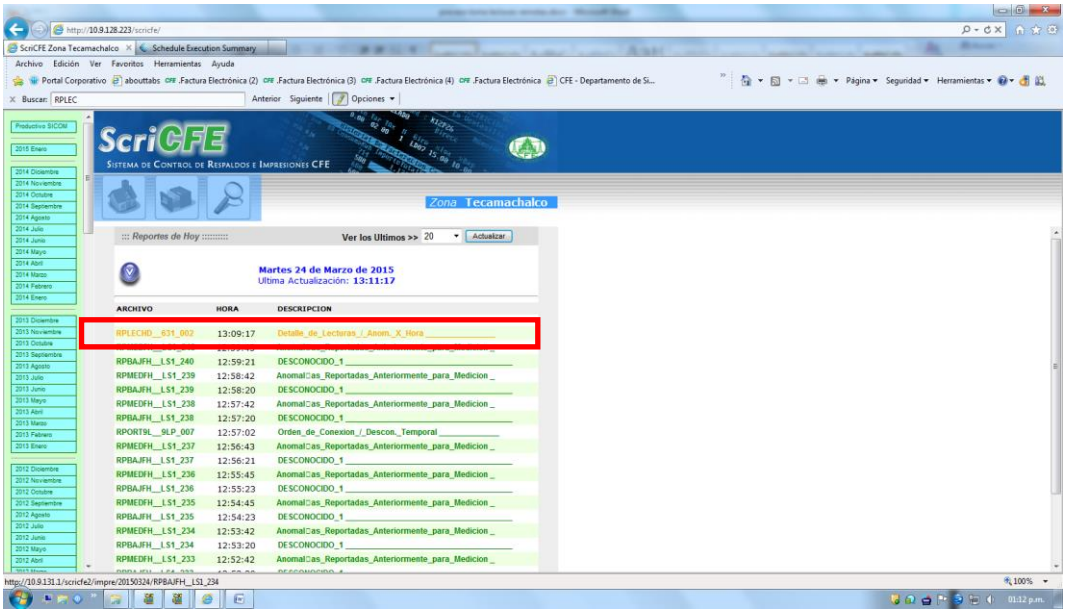


Imagen 65. Listado de archivos generados en la página web SCRICFE. [62]

5) Abrimos el archivo, en la pantalla se muestra que ya tenemos las lecturas correctas y los consumos, y el proceso de facturación terminado.

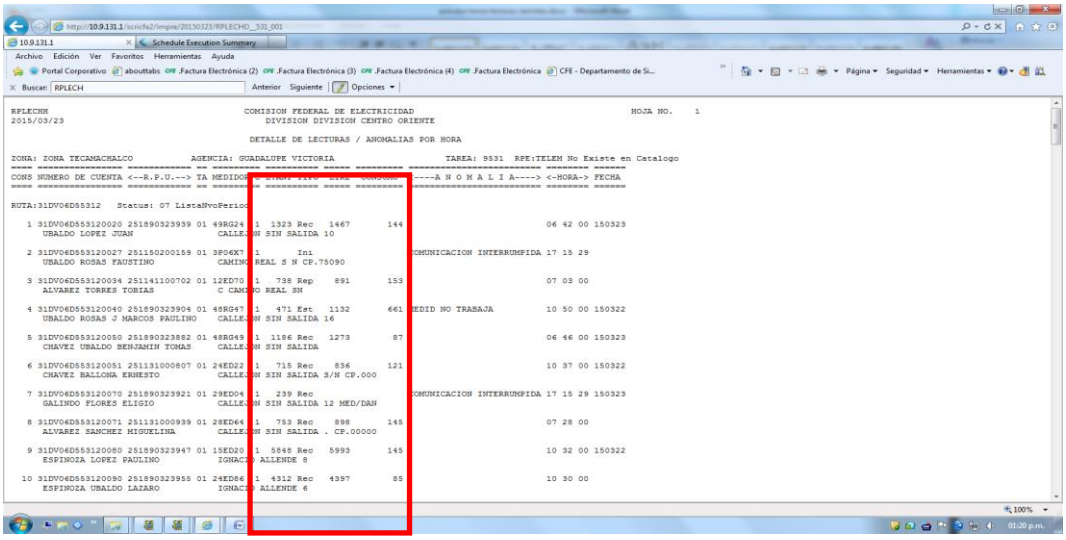


Imagen 66. Detalle de archivo RPLECHD en sistema SCRICFE. [63]

En la pantalla del resumen de las anomalías, ya se observan 103 lecturas, de las cuales 19 tienen alguna anomalía de facturación.

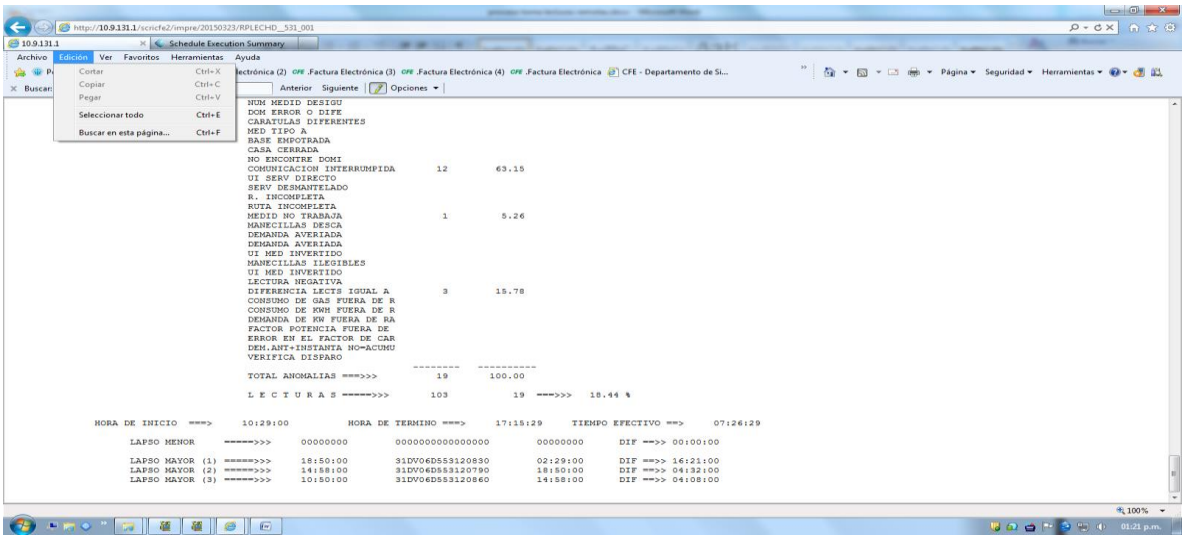


Imagen 67. Resumen de lecturas y anomalías del archivo de lecturas RPLECHD en sistema SCRICFE. [64]

A partir de este momento, ya queda listo el archivo para proceder a la facturación en falso de la ruta, revisión de la facturación, consumos ceros, estimaciones, altas, bajas y estimaciones.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la instalación y puesta en servicio de tecnología AMI se ha logrado la puesta en operación de la facturación REX en 8 poblaciones de la Agencia Guadalupe Victoria, logrando facturar de manera remota un total de 1,652 servicios tarifas 01 y 02.

Con el uso de la tecnología AMI, la calidad de la facturación se ha incrementado de un 88% a un 98% al mes de Julio del 2015, esto debido a que en las poblaciones actualmente facturadas vía remota se han eliminado las estimaciones debido a que en la facturación tradicional se tenían lecturas tetramestrales, esto significa que un bimestre se tomaba y otro bimestre se estimaba, por lo que el alto índice de estimaciones afectaban directamente el indicador de calidad de la facturación.

Al disminuir la cantidad de lecturas a tomarse en sitio de forma tradicional se han disminuido los costos por horas extras y viáticos pagados al personal que realizaba esta actividad, además se ha logrado una disminución en los costos de operación por uso de vehículos, combustibles y mantenimiento de vehículos que se derivaban por realizar estas actividades.

El puro cambio de los medidores electromecánicos por medidores de estado sólido instalados para el desarrollo de este proyecto incrementa las ventas en un 3% aproximadamente, debido a que los medidores de estado sólido tienen una exactitud del 0,5% a comparación de los medidores electromecánicos que son calibrados de forma manual y se tiene un rango máximo de calibración del +/- 1%.

Estos resultados obtenidos en el desarrollo del proyecto han originado que se inicie una segunda etapa en la que se pondrá en operación la facturación REX en 13 poblaciones de la Agencia Guadalupe Victoria adicionales a las actuales con un total de 908 servicios y en las cuales ya se están realizando actividades previas como el cambio de medidores y la instalación de los kits de comunicación.

La culminación de este proyecto será la instalación de medición remota en el total de las poblaciones que comprenden la sierra de la agencia Guadalupe Victoria, perteneciente a la Zona Tecamachalco de la División Centro Oriente, con un total de 10569 servicios en baja tensión de tarifa 01 y 02.

Estas actividades contribuyen al logro del objetivo principal del presente trabajo que corresponde a la implementación de la facturación remota en las poblaciones más alejadas y de difícil acceso de la Agencia Guadalupe Victoria, incrementando la productividad del personal del proceso comercial y disminuyendo el riesgo de los colaboradores, logrando con esto que la Comisión Federal de Electricidad logre ser en el desarrollo de sus actividades una empresa productiva del estado eficiente, productiva, rentable y segura.

Se recomienda el uso de esta tecnología en Zonas de Distribución de la misma División, así como en el resto de las Divisiones en donde las condiciones de operación sean similares y también se recomienda para áreas urbanas de difícil acceso como lo son centros comerciales, fraccionamientos privados, parques industriales, concentraciones en subterráneos, etc. y todos aquellos lugares donde el acceso sea difícil o represente un alto costo de operación.

También podrá utilizarse este tipo de tecnología para desarrollos de la iniciativa privada en donde el objetivo sea incrementar la productividad del personal, disminuir los riesgos por traslados, ser eficientes en el desarrollo de sus actividades y de esa manera ser más rentables.

ANEXOS

Colector Huaxcaleca.

Imagen 58. Medidor colector conectado al kit de comunicación.

Imagen 59. Medidor colector, kit de comunicación y antena satelital instalados en una de las partes más altas de la población de Huaxcaleca.

Imagen 60. Kit de comunicación.

Imagen 61. otra vista del lugar donde se encuentra instalado el medidor colector, así como la antena satelital en una de las partes más altas de la población de Huaxcaleca, para poder recibir la información de los medidores esclavos que se encuentran instalados en las poblaciones aledañas y así enviar dicha información al sistema más.

Imagen 62. Ejemplo de medidor mostrando en su display que este medidor se encuentra en el tercer salto de repetición de información

Imagen 63. Ejemplo de medidor mostrando en su display que este medidor se encuentra en el tercer salto de repetición de información.

Colector Chichiquilas.

Imagen 64. Armado del kit de comunicación y antena satelital para el colector de la segunda etapa.

Imagen 65. Armado del medidor colector con el kit de comunicación y la antena yogui que servirá para comunicarse con otros medidores colectores por radiofrecuencia y así poder enviar la información de lecturas de los medidores esclavos por medio de la antena satelital al sistema MAS.

Imagen 66. Instalación de la antena satelital, kit de comunicación, medidor colector y antena yogui en estructura con transformador exclusivo para la alimentación del equipo.

Imagen 67. Puesta en operación del conjunto completo, antena satelital, kit de comunicación, medidor colector y antena yagui para la recepción y envío de información al sistema más para la facturación de los servicios de las poblaciones de la sierra de Guadalupe victoria.

Imagen 68. Medidor colector, kit de comunicación, antena yagui y antena satelital instaladas en una de las partes más altas de la población de Chichiquila.

BIBLIOGRAFÍA

Ley de la industria eléctrica

Manual del SIG (Sistema Integral de gestión).
Perteneciente a la Dirección y Operación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

PROYECTO de Norma Oficial mexicana PROY-NOM-044-SCFI-2008, Watthorímetros electromecánicos – Definiciones, características y métodos de prueba, Jul. 2008

Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV.
VERSIONES
Primera versión marzo del 2010
Segunda versión mayo del 2011
Tercera versión septiembre del 2011
IUSA S.A de C.V. Tiene todos los derechos reservados de este manual.

Manual del sistema Elster Energy AMI.
Autor: Elster.

5.6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Imagen 1 Manual del SIG Sistema Integral de Gestión, Perteneciente a la Dirección y Operación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

[2] Imagen 2 Manual del SIG Sistema Integral de Gestión, Perteneciente a la Dirección y Operación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

[3] Número de usuarios de la Agencia Guadalupe Victoria http://10.4.22.7/siec/

[4] Imagen 3 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[5] Imagen 4 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[6] Imagen 5 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[7] Imagen 6 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[8] Imagen 7 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[9] Imagen 8 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[10] Imagen 9 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[11] Imagen 10 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[12] Imagen 11 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[13] Imagen 12 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[14] Imagen 13 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[15] Imagen 14 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[16] Imagen 15 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[17] Imagen 16 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[18] Imagen 17 Manual del curso de medición de energía para ingenieros.

[19] Imagen 18 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[20] Imagen 19 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[21] Imagen 20 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[22] Imagen 21 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[23] Imagen 22 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[24] Imagen 23 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[25] Imagen 24 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[26] Imagen 25 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[27] Imagen 26 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[28] Imagen 27 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[29] Imagen 28 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[30] Imagen 29 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[31] Imagen 30 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[32] Imagen 31 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[33] Imagen 32 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[34] Imagen 33 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[35] Imagen 34 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[36] Imagen 35 Manual de operación Sistema Interactivo de Medición Monofásico CP-12-1S, Bifásico CP-12-12S y Trifásico CP-12-16S Julio del 2012 IUSA SA DE CV

[37] Imagen 36 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[38] Imagen 37 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[39] Imagen 38 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[40] Imagen 39 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[41] Imagen 40 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[42] Imagen 41 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[43] Imagen 42 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[44] Imagen 43 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[45] Imagen 44 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[46] Imagen 45 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[47] Imagen 46 Lectura en archivos XML. http://10.9.6.195/mas/

[48] Imagen 47 Manual del Sistema Elster Energy AMI: Elster

[49] Imagen 48 Ubicación Geográfica Agencia Guadalupe Victoria, imágenes de la ubicación del estado de Puebla Google

[50] Imagen 49 Caminos peligrosos para trasladarse de una población a otra GoogleTM earth

[51] Imagen 52 Polígono delimitador de las poblaciones de la sierra Ag. Guadalupe Victoria GoogleTM earth

[52] Imagen 53 Infraestructura eléctrica AMI Agencia Guadalupe Victoria GoogleTM earth

[53] Imagen 56 Alarma de flujo inverso http://10.9.6.195/mas/

[54] Imagen 57 Alarma de medidor retirado de su base http://10.9.6.195/mas/

[55] Imagen de inicio del Sistema MAS http://10.9.6.195/mas/

[56] Imagen 59 Listado de medidores colectores del sistema MAS http://10.9.6.195/mas/

[57] Imagen 60 Listado de medidores colectores del sistema MAS, mostrando la cantidad de servicios asociados a cada medidor colector http://10.9.6.195/mas/

[58] Imagen 61 Status de cada uno de los servicios asociados al medidor colector seleccionado http://10.9.6.195/mas/

[59] Imagen 62 Submenú del Sistema Comercial, Sistema de Facturación Comercial

[60] Imagen 63 Submenú del Sistema Comercial, Sistema de Facturación Comercial

[61] Imagen 64 Submenú del Sistema Comercial, Sistema de Facturación Comercial

[62] Imagen 65 Listado de archivos generados en la página web SCRICFE http://10.4.9.2/scricfe2/

[63] Imagen 66 Detalle de archivo RPLECHD en sistema SCRICFE http://10.4.9.2/scricfe2/

[64] Imagen 67 Resumen de lecturas y anomalías del archivo de lecturas RPLECHD en sistema SCRICFE http://10.4.9.2/scricfe2/