



Impacto técnico y financiero de la resolución CREG. 038 del 2014 para un comercializador de energía en Colombia

Erika Alejandra Duran Fetecua

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Ciudad Bogotá, Colombia
2020

Impacto técnico y financiero de la resolución CREG. 038 del 2014 para un comercializador de energía en Colombia

Erika Alejandra Duran Fetecua

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electromecánico

Director (a): Ingeniero Carlos Alberto Avendaño

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Ciudad Bogotá, Colombia
Año 2020

Para mi Madre, quien con su inigualable constancia me dio cada parte de todo lo que se necesitó para lograrlo. Para mi padre quien me cuidó en las noches esperando por mí, y para mi compañero quien con su amor lleno de vida y fuerza los días de elaboración de este trabajo.

« El mayor enemigo del conocimiento no es la ignorancia, sino la ilusión del conocimiento».

Stephen Hawking

Agradecimientos

Gracias a Dios, por la vida, por la salud, por las bendiciones diarias, y por la inigualable oportunidad de estudiar.

Mi enorme gratitud a cada uno de los docentes que estuvieron en mi camino formativo, maravillosos en su labor, y especialmente brillantes para educar, en especial al Director de proyecto de grado por la dedicación y el apoyo constante.

Resumen

En Colombia, conforme a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, algunos usuarios de energía eléctrica pueden elegir libremente al prestador del servicio de energía. La actividad de comercialización está definida como la compra de energía en mercado mayorista y venta con destino a otros agentes o a usuarios finales.

La actividad de comercialización se ejerce mancomunadamente con la actividad de distribución, por esta razón en paralelo la legislación crea normatividad para dar garantías en la medición de la energía creando un código de medida el cual nace como anexo (Hoja 133) de la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes), llegando a su última actualización bajo la Resolución CREG 038 del 2014. Este último establece todas las características, condiciones, requisitos, operatividad y mantenimiento que debe cumplir un sistema de medición de energía, así como define entre otras cosas, los tiempos de normalización de una frontera comercial y los procedimientos de recolección, almacenamiento y reporte de los consumos de energía al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales-ASIC.

En el presente proyecto, se analizará el impacto técnico y financiero generado a partir de la entrada en vigor de la Resolución CREG 038 del 2014 en primera instancia al comercializador que es quien ante el ASIC debe hacer frente directo a la garantía de que el código se cumpla, en este caso para efectos prácticos se tomará a una Empresa Comercializadora de Energía y en segunda instancia el impacto generado al usuario final. Las distintas fases del proceso darán evidencia de los planes de acción que se tomaron para poder dar estricto cumplimiento a la normatividad y con esto último se buscará llegar al desglose de las repercusiones generadas en el proceso de auditorías realizadas para la verificación del cumplimiento de la regulación.

Palabras clave:

ASIC: Sus siglas se asocian al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, el cual es una dependencia del centro nacional de despacho y se encarga de todas las obligaciones que resultan de la reciprocidad de energía para todos los agentes del mercado, así como de la vigilancia de los sistemas que intervienen en el funcionamiento del sistema de intercambio comercial.

CÓDIGO DE MEDIDA: Resolución en la cual se establecen todas las condiciones técnicas que debe tener un sistema de medición de energía.

AUDITORÍA: Inspección en sitio dedicada a verificar la confiabilidad y exactitud de un sistema de medida. Se solicitan documentos que certifiquen el correcto funcionamiento de los equipos.

CALIBRACIÓN: Operación que bajo condiciones establecidas obedece a la comparación entre el elemento de medición que se va a calibrar y un dispositivo de referencia o patrón.

CERTIFICACIÓN: Documento emitido por un ente acreditado, que se encarga de validar los procesos de evaluación de un equipo un elemento en la que declara que tiene a competencia para llevar a cabo sus funciones.

NORMALIZACIÓN: Proceso de verificación, calibración y cambio de equipos en un sistema de medida, para garantizar que cumple con los requisitos exigidos en el código de medida.

Abstract

In Colombia, pursuant to the provisions of Law 142 of 1994, some users of electrical energy can freely choose the energy service provider. The commercialization activity is defined as the purchase of energy in the wholesale market and sale to other agents or end users.

The commercialization activity is carried out jointly with the distribution activity, for this reason, in parallel, the legislation creates regulations to give guarantees in energy measurement, creating a measurement code which is born as an annex (Sheet 133) of CREG Resolution 025 of 1995 (Networks Code), reaching its last update under CREG Resolution 038 of 2014. The latter establishes all the characteristics, conditions, requirements, operation and maintenance that an energy measurement system must meet, as well as defines, among others things, the normalization times of a commercial border and the procedures for collecting, storing and reporting energy consumption to the Administrator of the Commercial Exchange System-ASIC.

In the present project, the technical and financial impact generated from the entry into force of CREG Resolution 038 of 2014 will be analyzed in the first instance to the marketer who is the one who, before the ASIC, must directly face the guarantee that the code is Complies, in this case for practical purposes an Energy Trading Company will be taken and in the second instance the impact generated to the end user. The different phases of the process will provide evidence of the action plans that were taken to be able to strictly comply with the regulations and with the latter, an attempt will be made to break down the repercussions generated in the process of audits carried out to verify compliance with the regulations.

Keywords:

ASIC: Its initials are associated with the Administrator of the Commercial Exchange System, which is a dependency of the national dispatch center and is in charge of all the obligations resulting from the reciprocity of energy for all market agents, as well as surveillance. of the systems that intervene in the operation of the commercial exchange system.

MEASUREMENT CODE: Resolution in which all the technical conditions that an energy measurement system must have are established.

AUDIT: On-site inspection dedicated to verifying the reliability and accuracy of a measurement system. Documents are required to certify the correct operation of the equipment.

CALIBRATION: Operation that, under established conditions, obeys the comparison between the measurement element to be calibrated and a reference or standard device.

CERTIFICATION: Document issued by an accredited entity, which is responsible for validating the evaluation processes of a team, an element in which it declares that it has competence to carry out its functions.

STANDARDIZATION: Process of verification, calibration and change of equipment in a measurement system, to ensure that it meets the requirements of the measurement code.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XV
Lista de tablas	XVI
Lista de símbolos y abreviaturas	XVII
1. Antecedentes	1
Planteamiento del problema	3
Justificación	7
Objetivos	10
2. Marco teórico	11
2.1 Grupo de medida	11
2.1.1 Tipos de medición	11
2.1.2 Elementos de sistemas de medida.....	11
2.1.3 Punto de medición	12
2.1.4 Tipos de frontera	13
2.2 Normatividad de referencia	14
2.2.1 CREG 025 de 1995.....	14
2.2.2 Regulaciones previas	16
2.3 XM: Expertos en mercado	17
2.4 Comercializador PEESA S.A. E.S.P.	17
3. Análisis de resultados de auditorías realizadas por XM año 2018 y 2019	19
3.1 Anexo 9 (de la norma), de las verificaciones quinquenales.....	20
3.2 Resultados de auditorías 2018 y 2019.....	22
3.3 Hallazgos encontrados	23
3.4 Causas posibles de hallazgos encontrados	24
4. Diseño de metodología estándar para el proceso de normalización de fronteras	30
4.1 Etapa 1: Revisión.....	30
4.2 Etapa 2: Cotización.....	31

4.3	Etapa 3: Normalización	31
4.4	Etapa 4: Planes de mantenimiento	35
5.	Estudio de caso frontera comercial para la empresa PEESA S.A. E.S.P.	38
5.1	Informe de verificación inicial.....	38
5.2	Cotizaciones.....	44
5.3	Normalización	44
5.4	Plan de mantenimiento.....	49
5.5	Auditoria	50
6.	Aplicación de procesos técnicos y financieros en la empresa PEESA para el cumplimiento de la resolución CREG 038.....	52
6.1	Impacto técnico	52
6.2	Impacto financiero	57
7.	Análisis de resultados	64
8.	Conclusiones	66
	Bibliografía	68

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Porcentaje de fronteras que cumplieron código. (XM, 2018)	5
Figura 1-2. Evolución de Falla-Hurto en los sistemas de medición con reporte al ASIC Septiembre 2019. (XM, 2018).....	8
Figura 1-3. Evolución de fallas por no envío de lectura en los sistemas de medición con reporte al ASIC septiembre 2019. (XM, 2018).....	8
Figura 3-1: Intercambio de datos Frontera Comercial ASIC.....	25
Figura 5-1: Informe de verificación inicial FRT11179 (Cortesía comercializadora).....	39
Figura 5-2: Bloque de prueba existente al momento del informe de Verificación. (Comercializadora de energía, 2019).....	42
Figura 5-3: Estado de transformadores de medida FRT11179. (Comercializadora de energía, 2019).....	43
Figura 5-4: Estado de la celda de medida FRT11179. (Comercializadora de energía, 2019).....	45
Figura 5-5: Medidor ITRON ACE6000, instalado en la frontera FRT11179. (Comercializadora de energía, 2019).....	45
Figura 5-6: Router instalado en la frontera WLINK WR100. (Comercializadora de energía, 2019).....	46
Figura 5-7: Bloque de pruebas instalado marca BLOX. (Comercializadora de energía, 2019).....	46
Figura 5-8: Transformadores de medida instalados en la frontera marca Artech. (Comercializadora de energía, 2019).....	47
Figura 5-9: Fragmento Acta de instalación del comercializador. (Comercializadora de energía, 2018).	48
Figura 5-10: Diagrama unifilar de la conexión de la frontera, en red de 11400 voltios. ..	49
Figura 5-11: Fragmento Hoja de vida FRT11179, Plan de mantenimiento según CREG 038 de 2014.	50
Figura 6-1: Fallas por no envío de lectura. (XM, Informe general de Mercado Abril 2020, 2020).....	54
Figura 6-2: Fallas por no envío de lectura informe general de mercado Diciembre (XM, 2018).....	55
Figura 6-3: Fallas técnicas, (XM, Informe general de Mercado Abril 2020, 2020).....	56
Figura 6-4: Fallas técnicas, informe general de mercado Diciembre. (XM, 2018)	56

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1. Clasificación de puntos de medición, Resolución CREG 038 de 2014. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)	13
Tabla 2-2. Características de los equipos y clase de medición, Resolución CREG 025 de 1995. (CREG, 1995)	14
Tabla 2-3: Regulaciones previas código de medida. (Fuente propia).	16
Tabla 3-1: Artículos CREG 038 de las verificaciones quinquenales. Contenidas en la norma, citadas para su revisión. (Fuente propia).	19
Tabla 3-2: (continuación).	20
Tabla 3-3: Número de fronteras asignadas a cada firma auditora. (XM e. e., Informe-Final-Verificación-Quinquenal-Muestra-1, 2018)	22
Tabla 3-4: Tipos y cantidad de fronteras asignadas para verificación en el año 2018. (XM e. e., Informe-Final-Verificación-Quinquenal-Muestra-1, 2018)	22
Tabla 3-5: Tipos y cantidad de fronteras asignadas para el año 2019 (muestra 2). (XM, 2019)	23
Tabla 3-6: Principales hallazgos en verificaciones año 2018 y 2019. Fuente propia basado en información (XM, 2019) y (XM e. e., Informe-Final-Verificación-Quinquenal-Muestra-1, 2018).....	23
Tabla 3-7: Desfase máximo permitido para reloj interno de medidor. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)	26
Tabla 4-1: Plazos entre la calibración y la puesta en servicio de equipos.(Comisión de regulación de energía y gas, 2014)	33
Tabla 4-2: Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida	33
Tabla 4-3: Selección de medidores de energía. (Selección de equipos de medición de energía eléctrica, 2007).....	34
Tabla 4-4: Relación de transformación para transformadores de energía para mediciones Semi-directas.	34
Tabla 4-5: Relación de transformación para transformadores de energía para mediciones indirectas.	35
Tabla 4-6: Frecuencia en años para planes de mantenimiento. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)	36
Tabla 5-1 Información principal caso de estudio.	38
Tabla 5-2: Costos de normalización de FRT11179. (Fuente propia).....	44
Tabla 5-3: Resultado general de verificación quinquenal frontera comercial FRT11179. 51	
Tabla 6-1: Factores de impacto técnico con la entrada en vigencia CREG 038 de 2014. (Fuente propia)	52

Lista de símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI
<i>A</i>	Amperio	Amp
<i>GWh</i>	Gigavatio hora	<i>Gwh</i>
<i>kV</i>	Kilovatio	kV
<i>kVA</i>	Kilovoltio Amperio	kVa
<i>kVArh</i>	Kilo voltio-amperio reactivo hora	<i>kVArh</i>
<i>MWh</i>	Megavatio hora	<i>Mwh</i>
<i>MVA</i>	Mega voltio amperio	Mva
<i>v</i>	Voltio	v

Abreviaturas

Abreviatura	Término
STN	Sistema de Trasmisión Nacional
SDL	Sistema de Distribución local
STR	Sistema de Trasmisión regional
OR	Operador de Red
SSPD	Superintendencia de servicios públicos domiciliarios
ASIC	Administrador del Sistema de intercambios comerciales
RF	Representantes de frontera
CNO	Consejo nacional de operación
CND	Centro Nacional de Despacho
CGM	Centro de gestión de medida
CM	Código de Medida
APN	Access Point Name
SSL	Secure Sockets Layer
IPSEC	Protocol Security
VPN	Virtual Private Network
IP	Internet Protocol
C	Consumo
CI	Capacidad instalada

1. Antecedentes

Introducción

La resolución CREG 038 de 2014 se establece bajo los principios definidos como eficiencia, adaptabilidad y neutralidad en la prestación de servicio de energía eléctrica.

Para el cumplimiento de estos principios, entendiendo que la publicación y aplicación de la norma cambió de forma drástica sistemas de medición con más de 30 años de operación, con consumos de 200.000 Kilovatios o más mensualmente y en donde las corrientes circulantes podían sobrepasar y saturar equipos de medida, se decide elaborar el trabajo de gran trascendencia pues resalta de una manera muy sencilla el proceso de normalización de la medida y sus grandes implicaciones en el sector.

Para el estudio del impacto técnico y financiero de la resolución mencionada se hace necesario realizar una previa investigación del comportamiento de las fronteras que a diario reportan sus registros al ASIC, en el desarrollo de la implementación de las primeras verificaciones realizadas en el año 2018 y segundas verificaciones en el año 2019, de cumplimiento de la norma CREG 038 de 2014. Luego de validar el comportamiento de las fronteras en las respectivas verificaciones se establece un plan de acción dividido en etapas que llevarán al cumplimiento de la norma en su totalidad en donde se hace vital conocer del proceso de normalización, sus implicaciones técnicas, su afectación al sistema de distribución en el momento de la normalización y por supuesto la participación de los agentes que son la parte fundamental del proceso.

En cuanto al desarrollo de la argumentación del impacto por la parte financiera, se detallará el proceso desde la parte de ejecución de maniobras, capacitaciones, adquisición de equipos, contratación, y desarrollo de auditorías. Desde la parte técnica es importante realizar un análisis de mercado de equipos y elementos en un sistema, implementaciones de formatos para ejecuciones de trabajos, adquisición de conocimiento es decir

capacitación al personal activo, herramientas tecnológicas para control y seguimiento de maniobras e inventarios, establecimiento de planes de mantenimiento, además de información de tele medidas remotas exitosas y transparentes.

Las contribuciones al tema además del diverso conocimiento impartido a diario por agentes representantes de frontera y en el caso colombiano por XM dentro del manejo de sus obligaciones, se han realizado proyectos de investigación enfocados a una subestación en particular, estableciendo la aplicación de la norma en la adecuación de una sola frontera, describiendo a detalle el proceso técnico efectuado, en este caso se pretende explicar el proceso técnico de un estudio de caso efectuado por un comercializador en donde se detallará paso a paso.

El proceso de medición de energía siendo fundamental dentro de la generación, transmisión, distribución y comercialización, es la base teórica abordada en el trabajo presentado, pues gracias a este parámetro es que se pueden establecer condiciones de oferta y demanda en la operación del mercado energético que se realiza en el país. La creación e implementación de normas como el código de medida tienen el fin de aclarar el panorama en cuanto a cuan efectivo es el proceso de medición, y hace responsable al agente en este caso comercializador, de garantizar el registro transparente de la medición también para que el usuario final sea participe en su proceso de ahorro eficiente, de que tenga acceso a sus consumos diariamente, y que juntos puedan establecer planes de acción frente a equipos que pudieran generar reactivos a la red distribución, equipos averiados, o equipos que tengan inconvenientes en el proceso de reporte de consumos.

Planteamiento del problema

El código de medida es el compendio de requisitos técnicos y procedimientos aplicables a la medición de consumos y transferencias de energía en el Sistema Interconectado Nacional, SIN. Esta norma hace parte del reglamento de operación contenido en el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995.

En esta última del año 1995, se establece que la responsabilidad del sistema de medida está dada por quien tenga la propiedad de los equipos en este caso siendo eximido de responsabilidad el comercializador si no es propietario del sistema, y además realiza una exigencia mínima de cada elemento, por ejemplo, no siendo necesario un sistema de respaldo pues no está definido el tipo de punto de medición. Los parámetros de precisión exigibles es decir la clase están diferenciados por solo dos tipos de fronteras, y se encuentran los requisitos generales de los equipos teniendo en cuenta que los instalados a esa fecha no serán cambiados a menos que estén en deterioro, o sufran pérdida de clase. Para esta regulación no fue establecido plan de mantenimiento, así como tampoco un acto de revisión de sistemas de medida.

Mediante la resolución CREG 038 del 2014 se modificó el código de medida con el objetivo de garantizar que las mediciones empleadas con objetos operativos, comerciales, regulatorios y de vigilancia y control, sean precisas y confiables y se desarrollen de acuerdo con las capacidades tecnológicas actuales.

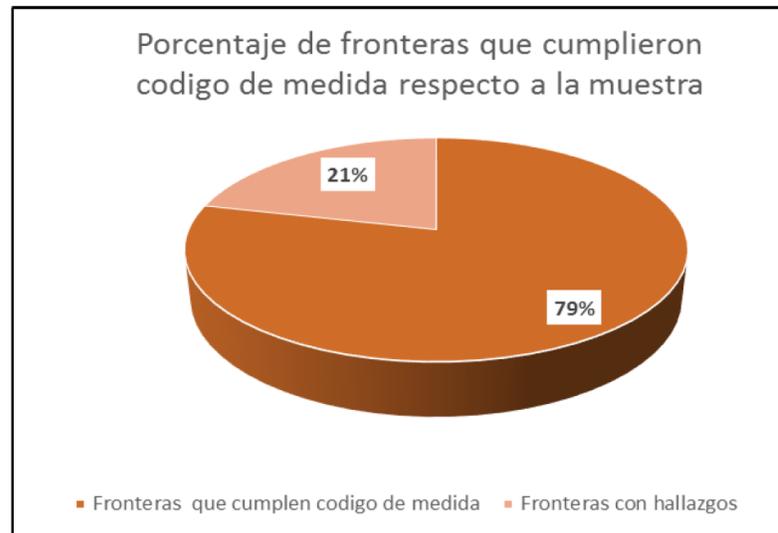
Para lograr el propósito, la regulación en sus artículos y anexos propone en primera medida aclarar las responsabilidades de los representantes, por esto exige dentro de un gran compendio de documentos de trazabilidad del sistema de medida la certificación de producto conforme de todos los elementos asociados al sistema (ANEXO 1 de la Norma), certificados de calibración (ANEXO 1 de la Norma), cálculos de Burden de los elementos

de transformación en el sistema, pruebas de transmisión de datos reglamentados por el acuerdo del CNO 1004 del 2017, además de la documentación del personal encargado de la instalación, retiro, o modificaciones de factores de medida, normalizaciones de teled medida o cualquier tipo de actividad realizada, documentación técnica como hoja de vida y acta de verificación inicial, donde se encuentra la información de cada frontera así como las actas del comercializador de cada visita, diagrama de conexión de medidor, diagrama de conexión a la red, manuales de funcionamiento de elementos entre otros muchos documentos exigibles a través de la auditorías quinquenales realizadas por terceros que la ASIC contrata para dichos efectos. Se establece además un nuevo tiempo para el programa de mantenimiento de los equipos, a fin de que se verifique estado y exactitud de manera recurrente.

En la regulación del 2014 se establece el desarrollo de las verificaciones que anteriormente no se realizaban, en donde paso a paso se realiza la validación de los documentos que garantizan las pruebas realizadas con el nivel de periodicidad estipulado en una muestra aleatoria simple.

Los resultados de las verificaciones quinquenales al 14 de Noviembre del 2018 arrojaron que 74 agentes pasaron a una segunda verificación por incumplir en los parámetros establecidos dentro de la resolución, es decir que de 1261 fronteras con reporte al ASIC auditadas 268 presentaron algún hallazgo dentro de su sistema de medida, este valor corresponde a un 21% del total de las fronteras verificadas.

La siguiente gráfica muestra los porcentajes de las fronteras que cumplieron con el código de medida (79%) y de las fronteras que tuvieron hallazgos (21%).

Figura 1-1. Porcentaje de fronteras que cumplieron código. (XM, 2018)¹

Dentro de los hallazgos que fueron evidenciados en la muestra de acuerdo al compendio de documentos y condiciones técnicas exigibles en cada frontera, se evidencia la inexactitud en la información suministrada al ASIC, por diversos factores, sean equipos sin pruebas, equipos deteriorados con bastante tiempo de servicio, o simplemente un desfase horario o un acceso de configuración no permitido en el medidor. Este tema no solo afecta indirectamente la transparencia de la medición, si no directamente al usuario, al operador de red y al comercializador.

El impacto de la buena ejecución y cumplimiento de la norma implica costos de toda índole, referidos a equipos, maniobras, documentos, procedimientos, inclusive temas administrativos todos estos que los actores principales deben asumir, y que del buen uso de esos recursos depende el posterior beneficio de su aplicación. Por su parte de la descripción técnica bien fundamentada de los hallazgos y su solución es la base de todo el desprendimiento del proyecto. Cuando se habla del impacto técnico y financiero estamos hablando de la descripción de todo lo que se hizo necesario realizar por el comercializador para normalizar cada una de las fronteras que están en su mercado en el tiempo establecido. Es de aclarar que fueron 16930 fronteras las que entraron en proceso de

¹ Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, XM expertos en mercado. (XM, 2018)

verificación a esa fecha (Noviembre de 2018) en el país, puesto que se estableció que a pesar de que el modelo basado en una muestra aleatoria simple y fue de 1261 fronteras con reporte al ASIC, que corresponde al 7.45% de la totalidad, cada comercializador debía normalizar todas y cada una de sus fronteras en caso de no cumplir con algún parámetro de la norma, esto último de acuerdo a lo definido en el Anexo 9, literal (i). (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)²

En el mismo anexo se resalta que si en la segunda muestra, el comercializador de energía tiene algún sistema de medición con algún incumplimiento normativo, el representante de la frontera comercial deberá solicitar al administrador del mercado, la realización de visitas extraordinarias por parte de las empresas auditoras para todos los sistemas de medición de las fronteras comerciales que representa, afrontando tanto el costo de la verificación como el costo de la normalización de todas sus fronteras. Es lo que la realización del documento pretende plasmar, por un lado, técnicamente los requisitos a cumplir en cada frontera y por otro lado el costo asociado al cumplimiento de tal requisito.

Por otro lado, las repercusiones de tener un sistema de medida funcionando con correctos registros diarios en la medida, aporta al constante beneficio de usuario – ASIC - representante, pues minimiza las diferencias de consumos entre lo reportado y lo medido, tarea que para el comercializador es de vital importancia por su constante estudio de mercado energético y transacciones de energía.

² CREG 038 DE 2014 Anexo 9, literal I.

Justificación

En el año 2014, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció condiciones y procedimientos que se deben aplicar a la medición de energía durante los intercambios comerciales entre las diferentes tipologías que aglomera el mercado eléctrico, entre los cuales están el Sistema Interconectado Nacional (SIN), intercambios con otros países, transacciones entre agentes, relaciones entre agentes y usuarios, generadores y cogeneradores.

El objetivo de la normatividad como ya se ha mencionado es precisar las condiciones de tipo técnico que deben desempeñar los sistemas de medición de energía para que el registro de los flujos se realice bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente los intercambios que se dan entre los diferentes actores, generando confiabilidad y el seguimiento a las diferentes variables permitiendo así que el sistema se pueda medir y controlar. Por otro lado, se presenta un amplio cambio tecnológico en los equipos que hacen parte del sistema de medida. Este cambio se da fundamentalmente por los requerimientos documentales, que a su vez toman exigencias técnicas ya definidas. El proyecto pretende mostrar este proceso de cambio intempestivo que se dio en el conjunto de fronteras de la muestra escogida por XM y la contribución de este al mejoramiento de todo un sistema de generación y de distribución nacional.

Una vez realizada la primera etapa de verificaciones quinquenales las cuales finalizaron el 14 de Noviembre del 2018, se observa una mejora en el número de eventos asociados a fallas en la medida de energía como se evidencia en las gráficas 1-2 y 1-3:

Figura 1-2. Evolución de Falla-Hurto en los sistemas de medición con reporte al ASIC Septiembre 2019. (XM, 2018)³

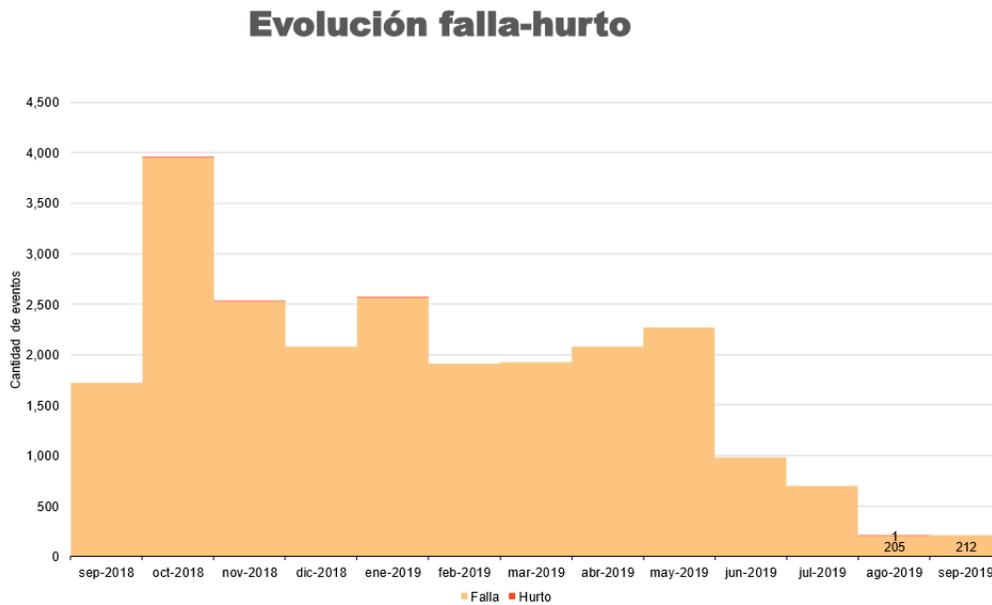


Figura 1-3. Evolución de fallas por no envío de lectura en los sistemas de medición con reporte al ASIC septiembre 2019. (XM, 2018)⁴



³ Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, XM expertos en mercado.

⁴ Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, XM expertos en mercado.

Es por ello que los Representantes de Fronteras (RF) como los comercializadores, se convierten no solo en empresas vendedoras de energía sino en garantes del correcto funcionamiento del sistema de medida asegurando que todos los lineamientos definidos en la Resolución CREG 038 del 2014 y anexos a la misma se cumplan a cabalidad.

Las responsabilidades comprendidas en el marco regulatorio obligan a que todas las partes sean partícipes del mejoramiento y control de los sistemas de medición generando indicadores fiables que permiten a entes como la UPME adelantar planes de expansión mucho más ajustados a las necesidades del territorio nacional.

El estudio e investigación de los procesos que se llevaron a cabo en la implementación de la norma darán una mejor idea a los comercializadores para entender cuál es el fin y el beneficio de que un sistema de medida funcione correctamente y sea garante del proceso de intercambios comerciales energéticos en el país. Se busca dar una luz al comercializador para que realice correctamente su Verificación Inicial, establezca que elementos dentro del sistema de medida no tienen los parámetros de cumplimiento a la norma y sea garante de que las mediciones reportadas son las mediciones correctas pues sus equipos están en un funcionamiento conforme.

Objetivos

Objetivo general

Analizar el impacto técnico y financiero de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 038 de 2014 para un Comercializador de Energía en Colombia.

Objetivos específicos

Establecer las causas de los tipos de incumplimientos de código de medida establecidos en los Artículos 5 al 47 y en los 10 anexos reglamentarios de la resolución CREG 038 del 2014, para las fronteras verificadas en la muestra del año 2018, en total 268, y las 45 fronteras de la segunda muestra del 2019.

Analizar y planear los aspectos técnicos que debe establecer un comercializador para la normalización de fronteras según marco regulatorio.

Analizar y cuantificar los costos que debe afrontar un comercializador para efectuar el cambio de equipos en las fronteras a normalizar en los Niveles 1, 2, 3; en tipos de punto de medición 2, 3, 4.

Realizar un estudio de caso que involucre el impacto técnico y económico, en una frontera en nivel de tensión 2 que pertenece al mercado de la comercializadora Profesionales en Energía S.A. E.S.P., en frontera comercial de tipo regulado normalizada en el año 2018.

2. Marco teórico

2.1 Grupo de medida

El sistema de medida es el conjunto de equipos o unidades dedicados a la operación de corte, lectura y reconexión remota además de sistemas de operación y gestión de energía eléctrica. Está conformado por elemento de medida, elemento de transformación si aplica y puede tener elemento de concentración o envío de información de medidas registradas.

2.1.1 Tipos de medición

- Medición directa: sistema de medida en donde se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida.
- Medición semi-directa: sistema de medida en donde el medidor de energía está conectado a bornes de transformadores de corriente.
- Medición indirecta: Sistema de medida donde el medidor está conectado a bornes de equipos de transformación de corriente y de tensión. (EPM, 2018)⁵

2.1.2 Elementos de sistemas de medida

- Medidor de energía: Equipo compuesto de elementos electromecánicos o electrónicos que se utilizan para tomar el consumo de energía, activa y/o reactiva, además de otros parámetros de la red a la que están conectados, la medida es realizada en función del

⁵ EPM. (13 de 09 de 2018). <https://www.epm.com.co/>. Obtenido de https://www.epm.com.co/site/Portals/3/documentos/Energia/RA8-030/RA8_030_SELECCION_Y_CONEXION_DE_MEDIDORES_DE_ENERGIA_Y_TRANSFORMADORES_DE_MEDIDA_V2.1.pdf?ver=2018-09-13-102532-743

tiempo y puede o no incluir dispositivos de transformación o encriptación de los datos leídos.

- Transformadores de corriente: transformador previsto para alimentar elementos de medida en el cual la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y no tiene diferencia de fase.
- Transformadores de tensión: transformador previsto para alimentar elementos de medida en el cual la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria y no tiene diferencia de fase.
- Bloque de pruebas: Elemento para garantizar la operación independiente de cada una de las señales provenientes de los transformadores de medida en sistemas de medición indirecta y semi – directa.
- Dispositivos de interfaz de comunicación: conocidos como router o modem de comunicación que se encargan de la interrogación local y remota del medidor. Pueden estar integrados al medidor y para el caso de la CREG 038 deben ser además de registradores y acumuladores de datos.
- Caja, armario o celda de medida: incluye el alojamiento de los elementos de medida de acuerdo al tipo de medición, al nivel de tensión y a las condiciones del lugar de instalación. (ENEL CODENSA, s.f.)⁶

2.1.3 Punto de medición

Para la CREG 038 se establece que los puntos de medición son aquellos donde es medida la energía y debe coincidir con el punto de conexión. El punto de conexión es en el que un usuario se conecta al STN, SDL, STR, también un punto de conexión entre dos OR, o en cualquiera de sus formas con el fin de transferir energía eléctrica.

Para la resolución se adoptan dos parámetros para clasificación de puntos de medición, en primera medida el consumo, y en segunda medida la capacidad instalada en el punto de conexión. En cuanto al consumo la norma específica que se debe calcular como el promedio de los doce meses anteriores a la entrada de la resolución.

⁶ ENEL CODENSA. (s.f.). Obtenido de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/2-empresas/codensa/resoluciones/mantenimiento-del-sistema-de-medicion-de-fronteras/IO-Mantenimiento-del-Sistema-de-Medicion-en-fronteras.pdf>

Tabla 2-1. Clasificación de puntos de medición, Resolución CREG 038 de 2014. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)⁷

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

2.1.4 Tipos de frontera

- Frontera Comercial: es un punto de conexión entre cualquier tipo de agente y agentes usuarios que estén conectados al STN SDL, o al STR, en cualquier tipo de nivel de tensión.
- Frontera comercial con reporte al ASIC: punto a partir del cual se determinan los intercambios de energía entre los dísimiles agentes que actúan en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y se define la obligación por dichos consumos. Este tipo de fronteras se clasifican en: generación, comercialización, de enlace internacional, interconexión, distribución y de demanda desconectable voluntaria (DDV). (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)⁸
- Frontera de comercialización: es el punto de medición donde los intercambios de energía que se consignan permiten validar la demanda de un comercializador. Estas son clasificadas en: fronteras de comercialización entre agentes y, entre agentes y usuarios. Los consumos de energía registrados pueden ser utilizados para la liquidación de cargos por uso de acuerdo con la regulación aplicable. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)⁹

⁷ Artículo 6 CREG 038 de 2014.

⁸ CREG 038 de 2014, Definiciones.

⁹ CREG 038 de 2014, Definiciones.

2.2 Normatividad de referencia

2.2.1 CREG 025 de 1995

En esta norma que es la antecesora del código de medida en el anexo general del código de redes se definen aspectos importantes como las características técnicas de los equipos de medición, telecomunicaciones y de respaldo, así como los requisitos de instalación, pruebas y certificación de los transformadores de medida.

Para visualizar los cambios más significativos en relación al nuevo código se listan los siguientes literales para ver los cambios a la nueva norma.

- En las características del índice de clase de acuerdo a los nuevos tipos de punto de medición en cuanto a medidores y transformadores de medida.

Tabla 2-2. Características de los equipos y clase de medición, Resolución CREG 025 de 1995. (CREG, 1995)¹⁰

INSTALACION	CT	PT	CONTADOR
Fronteras con tensiones mayores o iguales a 110 kV, ó transferencias medias horarias mayores o iguales a 20 MWh	0,2	0,2	0,2
Fronteras con tensiones menores a 110 kV y transferencias medias horarias menores a 20MWh. Servicios Auxiliares	0,5	0,5	0,5

CT :Transformador de corriente

PT :Transformador de voltaje

- En los ensayos de los equipos detalla que deben realizarse rutinariamente. “Cuando cualquiera de los interesados detecte que un contador no cumple satisfactoriamente alguno de los ensayos de verificación que realice, el responsable de la instalación deberá reemplazarlo por uno equivalente en un plazo máximo de 72 horas si no hay contador de respaldo y de 7 días si tiene respaldo. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, deberá ser nuevamente certificado.” (CREG, 1995) ¹¹

¹⁰ CREG 025 de 1995. Página, 138-139.

¹¹ CREG 025 de 1995. Página, 138-139.

2. Marco teórico

- En cuanto a responsabilidades de instalación registro, certificación y calibración deberá entenderse que es del propietario de los equipos.
- En cuanto a la supervisión de los requisitos técnicos y documentación aclara lo siguiente “El propietario de los equipos deberá mantener archivos con la hoja de vida técnica conteniendo registros de inspecciones, reparaciones, calibraciones y certificaciones de cada uno. Esta información le podrá ser solicitada en cualquier momento y deberá ser entregada a las entidades autorizadas por la CREG, por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o por la Superintendencia de Industria y Comercio, con el fin de resolver reclamaciones o auditar la calidad de los equipos” (CREG, 1995)¹²
- “El propietario de los equipos llevará un programa periódico de mantenimiento y calibración de los mismos, según las normas referenciadas en el Código y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos. El equipo deberá ser nuevamente certificado cuando por cualquier causa se abran los sellos de seguridad o se cambien parámetros internos en contadores electrónicos digitales.” Para este caso el programa de mantenimiento establecido no tiene tiempos de ejecución y está a consideración del propietario de la frontera como se establece también en la CREG 070 de 1998.
- Formula la condición de que el medidor debe tener un sistema de lectura en forma remota con un Modem de comunicaciones y la captación de datos a través de la red telefónica.
- Para la protección de datos: “La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria no volátil o alimentación asegurada, palabra clave y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos, respectivamente. Cuando, por razones técnicas o en lugares aislados, no sea posible el registro horario ni la transmisión diaria de la información al CND, se calcularán valores horarios a partir de una curva de carga típica aprobada por las partes asociadas a la frontera”. (CREG, 1995)¹³

¹² CREG 025 de 1995. Numeral A2.2

¹³ CREG 025 de 1995. Página, 140.

- Para la recolección de datos propone que los propietarios de los equipos concentren los datos de las lecturas. Los agentes pueden enviarlos al Centro Nacional de Despacho a través de Centros de Recolección.

2.2.2 Regulaciones previas

Para la consolidación del actual código de medida, se revisaron varias regulaciones y entendiendo la importancia de las transacciones del mercado de energía mayorista y la comercialización de energía se establece la necesidad de actualizar dichas previas disposiciones. Otra importante razón es que la evolución tecnológica e institucional avanzó con el paso de los años y así mismo se requirió principalmente modificar los requisitos de calibración y certificación de producto. También es claro que el proceso de creación de la regulación requirió de la agrupación de conceptos de empresas y personas dedicadas a los sistemas de medición. Se nombran a continuación las inherentes al tema técnico posteriores al existente anexo del código de medida vigente a al año 1995:

Tabla 2-3: Regulaciones previas código de medida. (Fuente propia).

REGULACION	DISPOSICIONES
CREG 001 de 1999	Modificación del número de elementos en sistemas de medición de fronteras comerciales.
CREG 019 de 1999	Plazo máximo para adecuar transformadores de medida.
CREG 070 de 1998	Condiciones aplicables a la medida entre usuarios y comercializadores en el reglamento de operación del STN
CREG 006 de 2003	Procedimiento ante ocurrencia de fallas de en el sistema.
CREG 120 de 2007	Proyecto para modificación de código de medida
CREG 006 de 2012	Análisis de comentarios y respuesta acerca de la iniciativa de modificación.
CREG 020 de 2012	Segundo proyecto para modificación de código de medida
CREG 019 DE 2014	Análisis de comentarios y respuesta acerca de la iniciativa de modificación.

2.3 XM: Expertos en mercado

Es una empresa ISA dedicada a la gestión en tiempo real de sistemas. Dentro del contexto de este documento XM coordina la operación de la cadena productiva del sector eléctrico colombiano dentro de esa actividad planean los recursos de generación en Colombia es decir las ofertas diarias que presentan los generadores para la bolsa. XM se encarga de seleccionar esta para garantizar confiabilidad en el servicio.

Por otro lado, administra el Mercado de Energía Mayorista, en donde atienden las transacciones comerciales entre agentes. Dentro de esta actividad se encuentran: “Registrar las fronteras, es decir, los sistemas de medida de consumo de energía, su ubicación y su representante. Liquidar y facturar los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la Bolsa de Energía. Recolectar el dinero producto de las transacciones en bolsa, y las transacciones internacionales de energía. Así, como el recaudo de los servicios por transmisión nacional y regional para entregarlos a los agentes transmisores y distribuidores por el uso de sus redes.”¹⁴

2.4 Comercializador PEESA S.A. E.S.P.

Provee de energía eléctrica a grandes consumidores, dentro de mercado de energía se encarga de buscar la oportunidad para transmitir en la factura del usuario un valor competitivo por Kilovatio-hora. Para esto marca pautas comerciales, cumpliendo con todos los requisitos legales, administrativos y económicos que exige el mercado siendo un agente que provee también al usuario de soluciones técnicas, en servicios de energía. Se encarga también del soporte y mantenimiento a las subestaciones que hacen parte de su mercado de energía y que se denominan como fronteras comerciales a su cargo. Tiene alrededor de 600 fronteras distribuidas en grandes clientes.¹⁵

¹⁴ <https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/que-hacemos.aspx>

¹⁵ <https://www.peesa.com.co/>

3. Análisis de resultados de auditorías realizadas por XM año 2018 y 2019

Dentro de los cambios más importantes que se dieron con la entrada en vigencia de la resolución se da que no solo se reglamentan los parámetros técnicos de los equipos sino que también se ejercen las disposiciones para que las fronteras del país sean verificadas y se garantice el cumplimiento de tales disposiciones. En los Artículos mencionados a continuación se mencionan aquellas disposiciones otorgadas para la ejecución de las verificaciones.

Tabla 3-1: Artículos CREG 038 de las verificaciones quinquenales. Contenidas en la norma, citadas para su revisión. (Fuente propia).

ARTICULO	DISPOSICIONES
24	Procedimiento para la verificación de sistemas de medida. Define que el CAC deberá establecer el alcance del procedimiento de acuerdo a lo definido en su anexo 5.
25	Las empresas verificadoras son aquellas que se encuentran en la lista del comité asesor de comercialización de acuerdo al artículo 12 de la CREG 157 de 2011, en este último establece que deben ser terceros que la ASIC contrate y que debe hacer públicos los criterios de selección de estos, además de que no deben tener ningún tipo de vinculación económica ni conflictos de interés con los agentes comercializadores. El proceso se describe el anexo 9.

ARTICULO	DISPOSICIONES
31	De las verificaciones extraordinarias, se debe ejecutar en los plazos de la resolución 157 de 2011 numeral 11, puede ser solicitada por las partes interesadas y el costo asociado es para el que las solicita, en el caso de las fronteras comerciales por el agente en caso de ser requería por el dictamen de la auditoria. Señala que si se incumplen los artículos mencionados conducirá a la cancelación de la frontera comercial.
39	Verificación quinquenal de sistemas de medida. "La primera verificación debe realizarse treinta (30) meses después de la entrada en vigencia de la presente resolución. Los costos de las verificaciones deben ser asignados a los agentes del Mercado Mayorista de Energía de acuerdo con los criterios definidos para el pago de los servicios regulados prestados por el ASIC, establecidos en la Resolución CREG 174 de 2013 o aquella que la modifique, adicione o sustituya." Así mismo señala de la publicación de los informes y su remisión a CREG y a SSPD.
44	Los comercializadores están obligados a realizar la divulgación de los cambios generados con la entrada de la resolución a los usuarios, así como de las actividades que surgen como las verificaciones.

Tabla 3-2: (continuación).

3.1 Anexo 9 (de la norma), de las verificaciones quinquenales

En el anexo se presenta toda la especificación de cómo se deben desarrollar las auditorias en ese caso da al ASIC las pautas de contrataciones para verificaciones, comenta la forma en que se seleccionan las fronteras a verificar, y la privacidad de la información de las fronteras a verificar, entendiendo que el comercializador no se debe enterar de cuáles son, pues afectaría el proceso de que cada una de las fronteras estuviera normalizada.

Detalla el plazo para iniciar verificaciones que es de 12 meses en fronteras con reporte al ASIC. Determina el tamaño de la muestra y, la forma de selección de fronteras y la programación de las verificaciones, en donde se describe lo siguiente:

- El ASIC determinó las fronteras a auditar y comenta a la firma cuales fueron escogidas.

-
- La firma notifica al comercializador por medio correo electrónico y fax, la realización de la visita a sitio.
 - El RF debe verificar además de citar la hora y fecha de la verificación que no sea más allá de las 18 horas de la notificación.
 - El RF puede citar a los demás agentes que estén involucrados en el proceso de medida si así se requiere.
 - La visita se debe realizar dentro de las 48 horas siguientes a la notificación de la firma.
 - Detalla las sanciones dispuestas en caso de no cumplimiento de la cita de verificación o de la intromisión de cualquier aspecto que no faculte la libre realización de la misma.

En el procedimiento de verificación en el literal f además de aclarar que el anexo 5 limita el alcance de los ítems a evaluar, deja en responsabilidad del comité asesor la elaboración del procedimiento para efectuar las verificaciones quinquenales teniendo presente los aspectos señalados dentro de este literal¹⁶.

La firma verificadora se debe encargar de presentar los informes de verificación en los plazos establecidos (5 días hábiles informe preliminar) con los registros que evidencien que cumple o incumple algún aspecto a evaluar con referencia a la norma y otros 5 días para el informe final con las observaciones de la ASIC.

Los resultados no satisfactorios de la verificación de cualquiera de las fronteras acusan al representante de frontera para iniciar una segunda muestra con un nivel de confiabilidad mayor exonerando las fronteras ya auditadas. En caso de volver a encontrarse, aunque sea una sola frontera con incumplimiento se determina que deben realizarse las revisiones extraordinarias citadas en el artículo 31 del código, estando todas a cargo del comercializador sin poder trasladar los costos.

En la última parte del anexo se enmarcan las acciones a realizar por parte de los RF y del ASIC, en caso se incumplimientos encontrados en donde dependiendo del tipo de hallazgo se dan plazos para su corrección y se determina la cancelación o no de la frontera, además de las repercusiones o sanciones que se desprendan y las que aplique la SSPD y la superintendencia de industria y comercio.

¹⁶ CREG 038 Anexo 5 literal f.

3.2 Resultados de auditorías 2018 y 2019

En el informe 2018 de resultados que la regulación establece debe proporcionar el ASIC se detalla el proceso de elección de las firmas verificadoras, en este caso dos consorcios que desarrollaran el esquema de verificación ciñéndose a los artículos y anexos de la regulación:

Tabla 3-3: Número de fronteras asignadas a cada firma auditora. (XM e. e., Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, 2018)

MUESTRA	
APPLUS	605
CONSORCIO NEGAWATT - ACI	656

Tabla 3-4: Tipos y cantidad de fronteras asignadas para verificación en el año 2018. (XM e. e., Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, 2018)

Tipo de Frontera	APPLUS	CONSORCIO NEGAWATT - ACI
Tipo Alumbrado Público con equipo de medida	1	1
Tipo Consumo Propio y Auxiliar	45	49
Tipo Distribución	20	27
Tipo Entre Agentes	64	68
Tipo Generación	89	99
Tipo Interconexión Internacional	0	1
Tipo No Regulado	251	281
Tipo Regulado	130	126
Tipo Enlace Internacional (TIE)	5	4
TOTALES	605	656

En total 103 Agentes fueron participes de la verificación, de estos 29 apenas tuvieron conformidad en sus fronteras totalmente y no pasaron a segunda verificación.

En total 268 fronteras no cumplieron el código de medida de acuerdo a los informes y 13 de ellas fueron canceladas.

En la segunda verificación (muestra 2) es decir la de 2019 las fronteras auditadas fueron:

Tabla 3-5: Tipos y cantidad de fronteras asignadas para el año 2019 (muestra 2). (XM, 2019)¹⁷

TIPO DE FRONTERA	CANTIDAD DE FRONTERAS		TOTAL	DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL
	Consortio APPLUS +	Consortio NEGAWATT - ACI		
Regulado	227	215	442	34%
No Regulado	221	364	585	45%
Generación	34	68	102	8%
Entre Agentes	31	42	73	6%
Distribución	22	30	52	4%
Consumo Auxiliar o Consumo Propio	13	45	58	4%
TIE	0	1	1	0%
TOTAL	548	765	1313	100%

De las fronteras de la muestra 2, 45 se encontraron con hallazgos y 3 se cancelaron.

3.3 Hallazgos encontrados

Dentro de los hallazgos recurrentes están los listados a continuación:

Tabla 3-6: Principales hallazgos en verificaciones año 2018 y 2019. Fuente propia basado en información (XM, 2019) y (XM e. e., Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, 2018)

ITEM	ARTICULO Y/O ANEXO INCUMPLIDO	DESCRIPCION
1	Anexo 9, literal f, numeral 6, de la resolución CREG 038 de 2014.	No coinciden datos de sitio, hoja de vida y registro en ASIC
2	Artículo 17, literal c, CREG 038 de 2014.	Acuerdos CNO transmisión datos no se cumple o se encuentra sin sistema de comunicaciones- Comunicaciones
3	Artículo 16 CREG 038/2014	Desfase Horario
4	Artículo 10, CREG 038 de 2014.	Certificados de conformidad de producto - Transformadores de medida

¹⁷ Informe final de verificaciones Muestra 2, 2019.

ITEM	ARTICULO Y/O ANEXO INCUMPLIDO	DESCRIPCION
5	Acuerdo CNO respectivo de comunicación, numeral 3.2. Funcionalidades mínimas.	Período de actualización de contraseñas
6	Artículo 28 de la resolución CREG 038 de 2014.	No cumple plan de mantenimiento o no lo presentan
7	Anexo 9, literal f, numeral 7, de la resolución CREG 038 de 2014.	Sin documentación para comparación de lecturas Medidor, CGM y ASIC
8	Artículo 11, CREG 038 de 2014.	Certificados de Calibración - Transformadores de medida
9	Anexo 4, literal h, de la resolución CREG 038 de 2014.	Cargabilidad de Burden - Fronteras Nueva
10	ANEXO CM-1, numeral A.2.2, literal g, de la CREG 025/1995.	Cargabilidad de Burden - Fronteras Existentes
11	Artículo 13. No existe medidor de respaldo requerido.	No existe medidor de respaldo requerido
12	Artículo 1. El factor de liquidación de la frontera. (art.1 literal a)	El factor de liquidación de la frontera no es consistente.

Tabla 3-6: (continuación)

3.4 Causas posibles de hallazgos encontrados

Relacionar la tabla 2-5 con el número de Ítem para ver la causa.

1. En la hoja de vida de un sistema de medida se debe tener en cuenta que es la información principal que el auditor visualiza cuando se va a revisar la documentación de la frontera. En la hoja de vida están consignados datos de todo el sistema de medida y debe coincidir con la documentación solicitada. Se encuentran datos de frontera desde ubicación geográfica, factor , capacidad de transformadores, características de medidor, marcas, registro de actividades ejecutadas, fechas, planes de mantenimiento, sellos de la frontera, personal que ejecuta labores, etc. En el momento de la auditoria se toma un registro fotográfico para validación de la información.
2. En el Acuerdo 1004 “Documento de condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC” del CNO se encuentra la información en

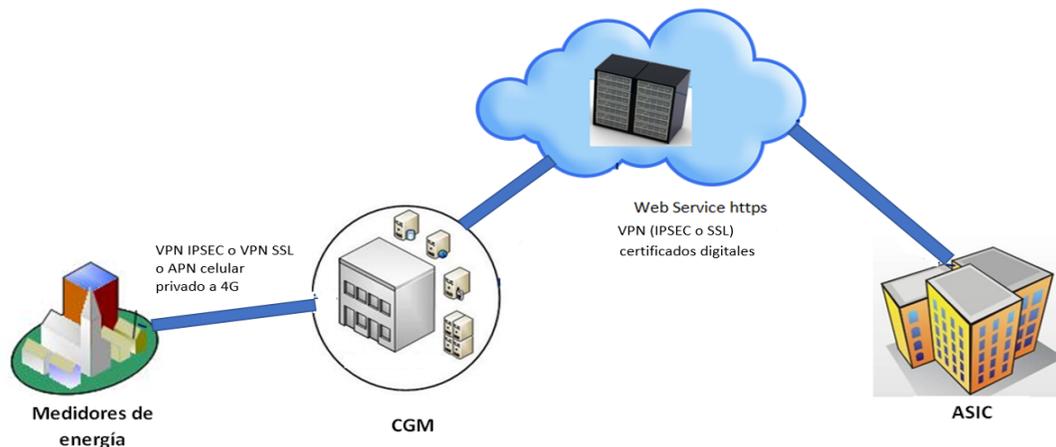
cuanto a este artículo que debe cumplir una frontera comercial para el transporte de datos. El hallazgo en este punto puede ser principalmente porque el Agente comercializador no conoce o no se tiene acceso de dos niveles (de lectura y de configuración) al medidor. En sitio se valida el acceso a estos. También puede ser porque no se garantiza dentro de la documentación exigible “Las condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el CGM y entre este último y el ASIC considerando: los riesgos potenciales, la flexibilidad, escalabilidad, interoperabilidad, eficiencia y economía para el intercambio de los datos de las mediciones y el acceso a los diferentes sistemas de información”¹⁸. Específicamente una frontera que reporte consumos al ASIC debe el intercambio de datos o capa de comunicaciones entre un nodo donde se conecta el medidor de energía y otro nodo donde está el concentrador de datos del CGM, deberá contar con mecanismos que aseguren la confidencialidad, integridad y no repudio de la información por medio de cifrado como: VPN IPSEC o VPN SSL o APN celular privado a través de tecnología 4G, o aquellos que los reemplacen y mejoren. Para redes de datos inferiores a 4G se debe utilizar VPN IPSEC o VPN, SSL. El intercambio de datos entre el CGM y el ASIC deberá realizarse a través de https sobre redes privadas virtuales (IPSEC o SSL), autenticadas con certificados digitales en doble vía. (Concejo Nacional de Operacion, Agosto 2017)¹⁹

Los intercambios deben ser en tiempo real, y el medidor también debe tener condiciones para proporcionar la integridad de los datos, incluyendo la integridad del firmware.

Figura 3-1: Intercambio de datos Frontera Comercial ASIC.

¹⁸ Acuerdo 1004 de 2017, numeral 2.

¹⁹ Acuerdo 1004 de 2017, numeral 3.2



En este punto se realiza una verificación en sitio de una comunicación remota al medidor desde el CGM, y se solicitan los documentos necesarios para comprobar la encriptación de los datos en la comunicación con Medidor.

- En este punto lo que se logra verificar es que los reportes generados no tengan inconvenientes con el tiempo en que se realizan, el auditor verifica registro fotográfico en sitio de la fecha y hora del medidor con la hora mundial y esta no debe tener un desfase horario como se muestra en la tabla de acuerdo a tipo de punto de medición. Para asegurar el cumplimiento del parámetro el comercializador deberá garantizar actualización periódica del parámetro vía remota en el medidor.

Tabla 3-7: Desfase máximo permitido para reloj interno de medidor. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)²⁰

Tipo de Punto de Medición	Máximo desfase permitido (segundos)
1 y 2	30
3, 4 y 5	60

²⁰ Artículo 16 CREG 038 de 2014.

-
4. Los certificados de conformidad de producto son los emitidos por una entidad que está acreditada por el organismo nacional de Acreditación. Estos deben presentarse de transformadores de medida y medidor o medidores en caso de tener de respaldo. Garantizan que los equipos tienen las pruebas y se asegura la clase de exactitud del equipo y el índice de clase. El hallazgo en este punto pudo darse, porque no se tenía dicho documento actualizado, o no se tenía del momento de la adquisición del equipo.
También puede pasar que el documento no se presente y se presenten las pruebas de recepción del producto y que no sea aplicable al elemento instalado.
 5. En este caso es porque en la hoja de vida no se logra establecer las actualizaciones de las contraseñas de los niveles 1 y 4 de acceso al medidor, con la periodicidad anterior a 2 años.
 6. El plan de mantenimiento se establece con periodicidad en el artículo 28 tabla 4 de la CREG 038 de 2014, dependiente del tipo de punto de medición. El plan de mantenimiento debe estar reportado en la hoja de vida, por lo que se deben tener en cuenta fechas de calibración de elementos del sistema, y definir cuándo vuelven a pasar por un laboratorio, o realizar la solicitud de pruebas en sitio para cumplir el plan de mantenimiento. Esto es responsabilidad del Representante.
 7. En las verificaciones las firmas solicitan información del reporte generado por las lecturas almacenadas en el medidor, la información disponible en el CGM, y la registrada en el ASIC, si estas no concuerdan dentro del rango de error del índice de clase del medidor, se determina una no conformidad.
 8. Los certificados de calibración son únicos para cada equipo. Determinan parámetros de funcionamiento, y otros indicativos que validan que el equipo funciona correctamente. Deben presentarse en la documentación y no deben pasar la fecha de mantenimiento según el artículo 28.

9. La causa en este punto se refiere a que los transformadores de medida sean de corriente, de tensión o ambos deben operar dentro de los rangos de carga nominal (entre el 25 y 100% de la potencia nominal). Se debe determinar si el valor de Burden de la suma de medidor, cable, y de equipos no es superior y si se evidencia que la cargabilidad de los transformadores de tensión está por fuera de los rangos de carga nominal establecidos se debería tener una carga de compensación alterna que supla la necesidad presentada.

10. La explicación dada en el inciso 9 es la aplicable igual en este punto, pero para aludir la referencia de que se trató de manera diferente una frontera existente a una nueva se puede decir lo siguiente: Una frontera nueva se refiere a que fue una frontera constituida ante el ASIC después de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 038, cuando se refiere a una frontera existente se refiere a que la frontera tiene un sistema de medición que venía en operación antes de la entrada de la resolución, para este caso es aplicable de igual manera y la cargabilidad del burden debe ser igualmente determinada independientemente sea frontera nueva o existente.

11. De acuerdo al artículo 13 todas las fronteras que sean tipo de punto de medición 1 y 2 deben contar con un medidor de respaldo, de iguales características al medidor principal, deben tener equipo de comunicación igual, y estar conectado en paralelo al principal con las mismas señales, pero con un bloque de pruebas independiente. Esto garantiza que los consumos de la cuenta estén siempre leídos por el CGM y reportados al ASIC, pues asegura la normalización de la telemida en el tiempo establecido.

12. El factor de liquidación de la frontera es en sí mismo el definido por los elementos de medida (transformadores de corriente y de tensión) y está determinado por la relación de transformación de estos. Si está mal calculado, el medidor al no tener un factor de liquidación incluido es decir multiplicado por 1, no se leerán los consumos correctamente. Esta información es tan importante para la lectura de consumos como para el tránsito de las liquidaciones de energía en el mercado.

4. Diseño de metodología estándar para el proceso de normalización de fronteras.

Para este capítulo se abordará dentro de la investigación un modelo con la colaboración de la empresa comercializadora. El plan de acción elegido es autónomo y está sujeto claramente a dar una idea de cómo se ejecuta el proceso.

4.1 Etapa 1: Revisión

Esta se realiza en la etapa de conexión de la frontera al nuevo comercializador, si bien ya está conectada al sistema se llama proceso de conexión cuando el cliente por elección propia decide que no quiere pertenecer al mercado del operador de red por ejemplo y quiere tener un comercializador diferente. En el proceso después de que exista la manifestación de cambio del cliente, lo primero que se indaga es la condición de la frontera existente para validar cumplimiento con la CREG 038 de 2014. Como está contenido en el Artículo 30 de la norma, sea OR o agente debe entregar al nuevo agente la hoja de vida con la documentación anexa que sea indispensable para conocer la frontera, sin embargo, aleatoriamente y como lo indica la norma en el Artículo 23, debe hacerse una Verificación Inicial del sistema de medición. Para esto se desarrollan los siguientes pasos:

- Programación de la visita.
- Ejecución de la visita técnica: Debe ser realizada por personal calificado para la labor, en este caso tecnólogo electricista o de carrera a fin con matrícula profesional vigente, esta documentación es solicitada dentro de la auditoria.
- Diligenciamiento de acta de verificación inicial (ver ANEXO A de este documento).
- Registro fotográfico de acuerdo a Código de medida: Se debe tomar fotografía del grupo completo, fotos que den idea del lugar, de la señal en el punto de conexión, tipo de celda, placas de características de celda, transformadores de medida, placas de medidor, sello de calibración, sellos de la medida, del sistema de comunicación, del tipo y marca de bloque de pruebas, del tipo y marca de cable de conexionado, de existir banco de condensadores, transformador de distribución conectado, y además estado de deterioro de todos los elementos.

- Verificación del Alcance de la adecuación: se determina si la adecuación requiere maniobra de desconexión, si la calibración se puede realizar en sitio o si deben enviarse equipos a laboratorio, si es válido el certificado de conformidad vigente, si es necesario absolutamente cambiar elementos del sistema.

Si es una celda que albergue un sistema de Nivel de tensión 2 o 3, se debe pedir acompañamiento de Operador de red, para garantizar desconexión al momento de la inspección y minimizar riesgo al momento de quitar sellos y apertura de celda de medida. (energía., 2020)²¹

4.2 Etapa 2: Cotización

De acuerdo a la información suministrada en el levantamiento, se realiza una estimación de costo de adecuaciones y un desglose de actividades a ejecutar. Las actividades a su vez son reportadas al usuario final a fin de que determine dentro del alcance la posibilidad de realizarlas y dependiendo del acuerdo comercial se realicen antes del registro de la frontera ante el ASIC.

Además, se realiza la previa cotización con los proveedores de los materiales, con el equipo contratista si aplica el caso para la cotización de la maniobra, y se tiene en cuenta el coste de desconexión y conexión del Operador de red.

4.3 Etapa 3: Normalización

Para la adecuación de la frontera comercial en caso de incumplimiento se realiza:

- Programación de la maniobra con el Operador de red, comercializadora anterior, y gestión de permisos con el usuario final.
- Compra de equipos de medida (medidor o medidores, transformadores, bloques de prueba, celda de medida, cable multiconductor, Router de comunicación, activación

²¹ Información suministrada por la comercializadora de energía PEESA

de plan de datos celular, verificación de disponibilidad en CGM para transmisión de datos, materiales complementarios).

- Revisión de documentos entregados por los proveedores, verificación de aplicación en norma CREG 038 de 2014. (Certificados de calibración óptimos, fecha, tipo de equipo, burden, clase de exactitud, certificado de conformidad vigente.)
- Se gestiona el transporte de los equipos en caso de ser necesario.
- Verificación en sitio de las condiciones óptimas para instalación.
- Instalación de equipos, revisión y pruebas de funcionamiento, revisión de estado de la medición, revisión y prueba de comunicación con CGM.
- Verificación de estado de la medida con el operador de red. Pruebas de conexión, verificación de tensiones, corrientes, mediciones, curva de carga, configuración de medidor, descarga de diagrama fasorial.
- Documentación de actividad, registro fotográfico, diligenciamiento de acta de instalación en sitio.
- Instalación de Sellos en elementos y celda de medida.

Para la instalación de los equipos se debe tener en cuenta lo expresado en el anexo 2 de la norma CREG 038 de 2014, literal e. “e) Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de su puesta en servicio. No se podrá superar el plazo señalado en la siguiente tabla, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio.”²²

²² CREG 038 Anexo 2 Literal e.

Tabla 4-1: Plazos entre la calibración y la puesta en servicio de equipos. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)²³

Elemento	Plazo (Meses)
Medidor electromecánico de energía activa o reactiva	6
Medidor estático de energía activa o reactiva	12
Transformador de tensión	18
Transformador de corriente	18

Así mismo expresa lo siguiente en cuanto a la clase de exactitud por punto de medición:

Tabla 4-2: Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida²⁴

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Para la elección de los equipos debe tenerse en cuenta lo expresado en la NTC 5019, que aplica normas solicitadas en el código (NTC 2148 y NTC 4569 NTC 2205, NTC 2207 y NTC 4540, NTC 2147, NTC 2288 y NTC 4052):

²³ Tabla extraída de Anexo 2 literal e, CREG 038 DE 2014.

²⁴ Tabla extraída de Artículo 9, CREG 038 DE 2014.

Tabla 4-3: Selección de medidores de energía. (Selección de equipos de medición de energía eléctrica, 2007)²⁵

Tipo de medición	Tipo de servicio	Capacidad instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor ¹⁾²⁾				
			Medidor	Energía ³⁾	Clasificación ⁴⁾	Clase ⁵⁾	
						Electromecánico	Estático ⁶⁾
Directa	Monofásico bifilar	≤ 12	Monofásico bifilar	Activa	Básico	2	1
	Monofásico trifilar	≤ 24	Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2
	Bifásico trifilar	≤ 24	Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2
	Trifásico tetrafililar	≤ 36	Trifásico tetrafililar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2
	Semi-directa	Monofásico trifilar	> 24	Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar	Activa y Reactiva	Multifunción	--
Trifásico tetrafililar		> 36	Trifásico tetrafililar	Activa y Reactiva	Multifunción	--	1 ó 0,5S ¹⁰⁾ 2
Indirecta	Trifásico trifilar	>112.5	Trifásico trifilar ⁷⁾ ó Trifásico tetrafililar ⁸⁾	Activa y Reactiva	Multifunción	--	0,5S 2
			Trifásico tetrafililar ⁹⁾	Activa y Reactiva	Multifunción	--	0,2S 2

Tabla 4-4: Relación de transformación para transformadores de energía para mediciones Semi-directas.²⁶

Circuitos a 3 x 120/208 V		Circuitos a 3 x 127/220 V		Circuitos a 3 x 254/440 V		Circuitos a 120/240 V	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
28 A 43	100/5	30 A 45	100/5	60 A 91	100/5	19 A 28	100/5
44 A 65	150/5	46 A 68	150/5	92 A 137	150/5	29 A 43	150/5
66 A 86	200/5	69 A 91	200/5	138 A 183	200/5	44 A 57	200/5
87 A 129	300/5	92 A 137	300/5	184 A 274	300/5	58 A 86	300/5
130 A 162	400/5	138 A 182	400/5	275 A 365	400/5	87 A 108	400/5
163 A 194	500/5	183 A 228	500/5	366 A 457	500/5	109 A 129	500/5
195 A 259	600/5	229 A 274	600/5	458 A 548	600/5	130 A 172	600/5
260 A 324	800/5	275 A 365	800/5	549 A 731	800/5	173 A 216	800/5
325 A 389	1 000/5	366 A 457	1 000/5	732 A 914	1000/5	217 A 259	1 000/5
390 A 467	1 200/5	458 A 548	1 200/5	915 A 1097	1200/5	260 A 311	1 200/5
468 A 648	1 600/5	549 A 731	1 600/5	1 098 A 1463	1600/5	312 A 438	1 600/5

²⁵ Tabla extraída de NTC 5019, tabla 2.²⁶ Tabla extraída de NTC 5019, tabla 4.

Tabla 4-5: Relación de transformación para transformadores de energía para mediciones indirectas.²⁷

Circuitos a 11,4 kV		Circuitos a 13,2 kV		Circuitos a 34,5 kV	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
79 a 118	5/5	91 a 137	5/5	239 a 358	5/5
158 a 237	10/5	183 a 274	10/5	478 a 717	10/5
238 a 355	15/5	275 a 411	15/5	718 a 1 075	15/5
356 a 473	20/5	412 a 503	20/5	1 076 a 1 314	20/5
474 a 592	25/5	504 a 617	25/5	1 315 a 1 613	25/5
593 a 710	30/5	618 a 823	30/5	1 614 a 2 151	30/5
711 a 947	40/5	824 a 1 029	40/5	2 152 a 2 689	40/5
948 a 1 184	50/5	1 030 a 1 234	50/5	2 690 a 3 226	50/5
1 185 a 1 421	60/5	1 235 a 1 554	60/5	3 227 a 4 063	60/5
1 422 a 1 829	75/5	1 555 a 1 829	75/5	4 064 a 4 780	75/5
1 830 a 2 369	100/5	1 830 a 2 743	100/5	4 781 a 7 170	100/5
2 370 a 3 554	150/5	2 744 a 4 115	150/5	7 171 a 10 756	150/5
3 555 a 4 739	200/5	4 116 a 5 144	200/5	10 757 a 13 445	200/5

NOTA Para las Tablas 4 y Tabla 5, los rangos de capacidad instalada han sido definidos considerando un Factor de Cargabilidad del t.c. del 120 %. Para el caso de rangos de carga no contemplados en la Tabla 4 (por ejemplo 119 kVA a 157 kVA para circuitos a 11,4 kV puede especificarse un t.c. con Factor de cargabilidad del 150 % o del 200 % según sea el valor de la carga, o utilizarse un t.c. de relación 7,5/5 A.

4.4 Etapa 4: Planes de mantenimiento

En lo expresado en el artículo 28 del código de medida la frecuencia en años, para el mantenimiento de equipos es:

²⁷ Tabla extraída de NTC 5019, tabla 5.

Tabla 4-6: Frecuencia en años para planes de mantenimiento. (Comisión de regulación de energía y gas, 2014)²⁸

Tipo de Punto de Medición	Frecuencia [años]
1	2
2 y 3	4
4 y 5	10

Sin embargo, es claro que dentro de plan de mantenimiento de la comercializadora se debe tener en cuenta que en el artículo número 11, se refiere a los transformadores de medida específicamente, así como en el Anexo 2 en donde los años de servicio de un transformador calibrado oscila entre 10 y 12 años.

Cuando de mantenimiento se habla se refiere también a establecer que todos los elementos estén en estado óptimo de operación, en este caso así se tenga el certificado de conformidad de la celda en regla si se ve deterioro por ejemplo, en el caso de que no cumpliera el grado IP (internacional protección) dependiendo el uso, claramente se faltaría al el cumplimiento de la norma, se debe verificar estado de cableados de conexión, estado de batería interna de medidor, estado de router de comunicación, actualizaciones de claves periódicamente como se trató en este mismo documento, e inclusive estado de transformador de distribución de donde está conectado el sistema que indica finalmente la capacidad instalada, y que en caso de no estar acorde a la instalación se deberá hacer solicitud ante el operador de red para que nuevamente haya un diseño, un aforo de carga y sea adecuado el sistema en su totalidad.

²⁸ Artículo 28 de la CREG 038 de 2014.

5. Estudio de caso frontera comercial para la empresa PEESA S.A. E.S.P.

Para el caso de estudio la frontera a poner de ejemplo es la siguiente:

Tabla 5-1 Información principal caso de estudio.

CUENTA	CÓDIGO SIC ACTUAL	NOMBRE DE LA FRONTERA	DIRECCION	MUNICIPIO
	Frt11179	INYECCION Y SOPLADO DE PLASTICOS S.A.S	CARRERA 18 No 164-50	BOGOTA
OR	CD/NIC	CAPACIDAD TRANSFORMADOR DE POTENCIA	NIVEL DE TENSION KV	NIVEL DE TENSION
CODENSA	79536TR1	300 kVA	11,4	2

En esta frontera que dentro del mercado regulado lleva según el reporte de XM desde el año 2011 siendo frontera comercial, al momento de la verificación inicial por parte del comercializador se evidencia el no cumplimiento de la regulación.

5.1 Informe de verificación inicial

En el levantamiento de la frontera comercial se realiza con el acta de verificación impresa la recopilación de la información de hoja de vida a la par que se realiza la verificación. En la siguiente figura se muestra el resultado de la primera verificación de la frontera cuando el comercializador aceptó el registro de la misma. (Comercializadora de energía, 2019)

Figura 5-1: Informe de verificación inicial FRT11179 (Cortesía comercializadora).

**INFORME DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA
FRONTERAS COMERCIALES**

Fecha:

10	5	2018
----	---	------

 Ciudad:

BOGOTÁ D.C

1. DATOS BÁSICOS

Razón Social INYECCION Y SOPLADO DE PLASTICOS S.A.S			Dirección CARRERA 18 No 164-50		
NIT 830010738	NIU 3224304	SIC Frt11179	Código Interno R-000093	RF PEESA	OR CODENSA

2. CLASIFICACIÓN PUNTO DE MEDICIÓN

Nuevo	Capacidad Instalada kVA					Consumo Proyectado: CI x T x FU								
Existente	Capacidad Instalada kVA 300					Consumo Proyectado kWh/Mes 165600			Consumo Promedio kWh/Mes 161613,75					
Consumo Mes	ene-19	feb-19	mar-19	abr-18	may-18	jun-18	Tipo de Punto de Medición							
	172262	165424	193843	129310	145947	158872	Consumo, C, [MWh-mes]	161,614	1	2	3	4	5	3
	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Cap. Instalada, CI, [MVA]	0,3	1	2	3	4	5	
	166870	163520	161621	172143	162820	146733								

3. REQUISITOS GENERALES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Ubicación: Interior <input checked="" type="checkbox"/> Exterior <input type="checkbox"/>		Caja de Seguridad Cumple		Climáticas SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Tipo de Equipos: Uso Interior <input checked="" type="checkbox"/> Uso Exterior <input type="checkbox"/>		Condiciones:		Ambientales SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Tipo de Medición: Directa <input type="checkbox"/> SemiDirecta <input type="checkbox"/> Indirecta <input checked="" type="checkbox"/>				Protegida SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Tipo de Conexión: Monofásico <input type="checkbox"/> Bifásico <input type="checkbox"/> Trifásico <input checked="" type="checkbox"/>		Nivel de Tensión <u>2</u>			
Reporte ASIC SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Tipo de Frontera: Agente Usuario <input checked="" type="checkbox"/> Agente Agente <input type="checkbox"/>		Generación <input type="checkbox"/>	Distribución <input type="checkbox"/>	Internacional <input type="checkbox"/> DDV <input type="checkbox"/>
Se requiere Medidor: Bidireccional SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/>		Respaldo SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/>		Reactiva SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Fronteras con reporte al ASIC		Almacenamiento		Memoria No Volátil SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Fronteras de Intercambio: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		Interrogación		Dto. Soporte: SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Existe Front. Serv. Aux. : <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/>		Transmisión		Acceso 1 SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Cód.. SIC Front. Serv Aux. _____				Acceso 2 SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
				Cumple Requisitos CNO: SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Lectura y Transmisión: Registro: <u>10/05/2018</u> Lectura: <u>5612,6</u> Transmisión: <u>OK</u>					
Almacenamiento Medidor SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		CGM SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			
Unidades de Registro: kWh <u>273,23</u>		Ener. Reactiva kVArh <u>88,32</u>		Resolución de la Medición: <u>2</u>	

4. CERTIFICADOS DE CONFORMIDAD

Sistemas de Medición Nuevos <input type="checkbox"/>				Fronteras Registradas Antes del 14 de Marzo de 2014 <input checked="" type="checkbox"/>			
Componentes	Certificado No.	Vig.	Emisor	Cer. Vigente	Cert. Vig. Compra	Cert. Cump. Norma	Cert. Pruebas Recepción
M. Activa Principal	7027	<input type="checkbox"/>	CIDET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
M. Reactiva Principal	7027	<input type="checkbox"/>	CIDET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
M. Activa Respaldo	-	<input type="checkbox"/>	-	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
M. Reactiva Respaldo	-	<input type="checkbox"/>	-	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TC ₁	3013	<input type="checkbox"/>	CIDET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TC ₂	3013	<input type="checkbox"/>	CIDET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TC ₃	3013	<input type="checkbox"/>	CIDET	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
T T ₁	1479	<input type="checkbox"/>	QCERT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
T T ₂	1479	<input type="checkbox"/>	QCERT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
T T ₃	1479	<input type="checkbox"/>	QCERT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Cableado	-	<input type="checkbox"/>	-	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gabinete	1994	<input type="checkbox"/>	CIDET	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Bloque	-	<input type="checkbox"/>	-	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 5-1: (continuación)

**INFORME DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA
FRONTERAS COMERCIALES**

Fecha

10	5	2018
----	---	------

 Ciudad

BOGOTÁ D.C.

5. CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN

Componentes	Certificado Calibración	Normas		Emisor	Fecha de Calibración	Organismo Acreditador
		NTC	EQUIV.			
M. Activa Principal	SM.LME.124664.2016	4856	-	SERVIMETERS	17/08/2016	ONAC
M. Reactiva Principal	SM.LME.124664.2016	4856	-	SERVIMETERS	17/08/2016	ONAC
M. Activa Respaldo	-	-	-	-	-	-
M. Reactiva Respaldo	-	-	-	-	-	-
TC ₁	-	2205	-	-	-	-
TC ₂	-	2205	-	-	-	-
TC ₃	-	2205	-	-	-	-
TT ₁	-	2207	-	-	-	-
TT ₂	-	2207	-	-	-	-
TT ₃	-	2207	-	-	-	-

Cumple Pruebas de Rutina del CNO TT: SI NO TC: SI NO

6. CUMPLIMIENTO DE EXACTITUD

Clase Encontrada	Medidor Activa 0,55	Medidor Reactiva 2	TC 0,55	TT 0,5	% Error 0,0007442	Cumple <input type="checkbox"/>	No Cumple <input type="checkbox"/>			
Tipo Frontera	RES CREG 025 DE 1995 <input checked="" type="checkbox"/>				Tipo Frontera	RES CREG 038 DE 2014 <input checked="" type="checkbox"/>				
	Medidor	TC	TT	% Error		Activa	Reactiva	% Error		
Tensión ≥ 110 kv <input type="checkbox"/>	0,2	0,2	0,2	0,1	1 <input type="checkbox"/>	0,2 5	2	0,2 5	0,2	0,1
Transf. Media Horaria ≥ 20 MWh <input type="checkbox"/>					2 y 3 <input checked="" type="checkbox"/>	0,5 5	2	0,5 5	0,5	
Tensión ≤ 110 kv <input type="checkbox"/>	0,5	0,5	0,5	4 <input type="checkbox"/>	1	2	0,5	0,5		
Transf. Media Horaria ≤ 20 MWh <input checked="" type="checkbox"/>				5 <input type="checkbox"/>	1 ó 2	2 ó 3	--	--		

7. INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Nombre Instalador: ALFREDO LEGUIZAMON	Cumple Norma OR	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>
Certificado: 12709 Entidad: CONTE	Actual <input type="checkbox"/>	Vigente Fecha Instalación	<input type="checkbox"/>
Marca de Cables SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Cables Protegidos SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Tipo de Medición:	2 <input type="checkbox"/>
Tensión Prim T T 12000	Cumple SI <input checked="" type="checkbox"/>	Dev. Secund. Exclusivos SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	
Tensión Red 11400		Tensión Medidor 17.7/100 V-3x277/48	Cumple SI <input checked="" type="checkbox"/>
		Tensión Secund T T 120	NO <input type="checkbox"/>
TT	Burden Nominal 25 Medida <input type="checkbox"/>	TC	Burden Nominal 5 Medida <input type="checkbox"/>
	Carga Secundario 10,693 Calculada <input checked="" type="checkbox"/>		Carga Secundario 1,783 Calculada <input checked="" type="checkbox"/>
	Cumple (25% ≤ ± Cargas < 100%): SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		Cumple (25% ≤ ± Cargas < 100%): SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Tiene Bloque SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Tipo Pto. De Medición 3	Nro. de Elementos 2	
Cumple SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Tensión Nominal kv 11,4	Cumple SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	

8. REGISTRO Y LECTURA DE INFORMACIÓN

Con Reporte al ASIC:							
Registro Horario Activa	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Registro Horario Reactiva	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		
Intercambio Info. Puerto de Transmisión	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Puerto Consulta Local	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		
Visualización Display	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Config. Ppal. = Conf. Respaldo	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		
Caract. Sist. Modem	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Sim Card	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		
Comunicación Otros Medios	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Cuales?:	Lazo Comunicación	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	
Almacenamiento Medidor: Principal	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Permite Sincronización Remota				
Almacenamiento > 30 días - H Respaldo	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Principal	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		
			Respaldo	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		
Tipo de Pto. Medida	Desfase Permitido	Desfase Encont.	Cumple	Verificación Password de Lectura	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	
1 y 2	30 s	-	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Verificación Password de Configuración	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>
3, 4 y 5	60 s	10	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Prueba de Comunicación	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>
Sin Reporte al ASIC:							
Reg. Acumulativo Activa	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Registro Acumulativo Reactiva	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>		

Figura 5-1: (continuación)

Fecha	10	5	2018	Ciudad	BOGOTÁ D.C
-------	----	---	------	--------	------------

9. SELLADO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN							
Ubicación		Instalado	Retirado	OR-RF-LAB	Ubicación		OR - RF
Cubierta Medidor Ppal.	Activa	SM6359465	-	LAB	Secundario TC ₁	-	-
		1230	-	RF	Secundario TC ₂	-	-
Cubierta Medidor Res.	Activa	SM6359465	-	LAB	Secundario TC ₃	-	-
		1230	-	RF	Secundario TT ₁	-	-
Bornera Medidor Ppal.	Activa	-	-	-	Secundario TT ₂	-	-
		1952	-	RF	Secundario TT ₃	-	-
Bornera Medidor Res.	Activa	1942	-	RF	Gabinete	1234-26811305	-
		1952	-	RF	Bloque de Pruebas	26129867	-
		1942	-	RF		1233	-
		-	-	-			RF
		-	-	-			

10. VERIFICACIÓN QUINQUENAL			
Existe aplicación de procedimiento para interrogación, almacenamiento, consolidación de medidas en base de datos del RF:	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Coincide la información del sistema de medición registrada en el ASIC, la encontrada en el sistema de medición, y la consignada en la hoja de vida: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Se presentan diferencias entre las lecturas de los medidores y las almacenadas en el CGM y en el SIC.	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	La diferencia entre las lecturas del medidor principal y respaldo estan dentro de la franja de error determinada por el indice de clase: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Existe correspondencia en configuración medidores reportados al ASIC y consignados en hoja de vida:	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Existen y aplican procedimientos documentados para el CGM : SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Existen y aplican procedimientos documentados para acceso local y remoto a los medidores:	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Existen registros de verificación inicial del RF : SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> Existen registros de verificación extraordinaria: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
Existen registros de verificación de requisitos técnicos del OR o TN:	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>	Existe aplicación de rutinas para la validación de las mediciones: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

NT Punto de Conexión	Hoja de Vida	Existe	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>
NT Punto de Medida	Plan de Mantenimiento	Existe	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>
Factor de Ajuste		Se Cumple	SI <input checked="" type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>

11. CONCLUSION. EL SISTEMA CUMPLE CON EL CODIGO DE MEDIDA:		SI <input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>
--	--	-----------------------------	--

Observaciones: _____

El anterior comercializador VATIA no cuenta con certificados de calibración de TC-TP

Se debe coordinar la normalización con el cliente, se recomienda cambiar los equipos ya que se desconoce la antigüedad de los instalados

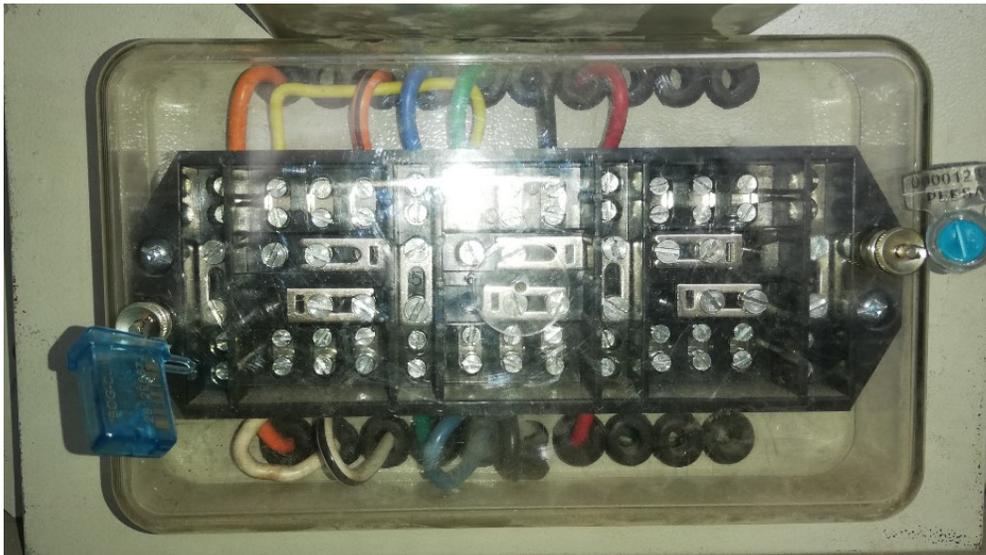
Se recomienda al usuario la instalación de un sistema en 3 elementos

Demás elementos que componen el sistema de medida cumplen con Creg 038

Cliente	Operador de Red	Representante Frontera	Verificador
Firma	Firma	Firma	Firma
C.C.		1,024,472,224	
Nombre:		JOSE DAVID ALVAO	

En el informe de verificación inicial, que se realizó dentro de los tiempos estipulados por la resolución: “Para las fronteras comerciales con reporte al ASIC existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, se debe realizar la verificación de que trata este artículo únicamente por los representantes de estas fronteras dentro de los 12 meses siguientes a la entrada en vigencia de este acto. El representante de la frontera dispone de 12 meses adicionales para asegurar la realización de las adecuaciones, remplazos o cambios necesarios para el cumplimiento de este Código.”²⁹ Según el presentado por el comercializador anterior, está la siguiente información relevante, que es el NO cumplimiento pues los Transformadores instalados pues no tienen certificados de calibración, no es claro cuando se instalaron y cuantos años llevan en funcionamiento pues desde la entrada de la frontera al sistema comercial el usuario alude el no mantenimiento de la frontera. Adicionalmente no se cuenta con el certificado de conformidad de los equipos. La fecha de calibración esta del año 2009, por consiguiente, pasan del tiempo de pruebas. Dentro de la verificación inicial, no se dejó en acta la marca del bloque en este caso también sería un incumplimiento a la norma pues no tiene certificado de conformidad.

Figura 5-2: Bloque de prueba existente al momento del informe de Verificación.
(Comercializadora de energía, 2019)



²⁹ CREG 038 de 2014 Parágrafo 2, Artículo 23

Figura 5-3: Estado de transformadores de medida FRT11179. (Comercializadora de energía, 2019)



Se recomienda cambiar a un sistema de tres elementos, ya que, por ser un sector altamente industrial, la compensación de cargas en el sistema puede desbalancearse, en este caso es aconsejable que las tres señales puedan ser detectadas.

5.2 Cotizaciones

Para la normalización de esta medida se estimaron unos costos iniciales de acuerdo a varias cotizaciones entregadas por proveedores de equipos, a continuación la descripción y valor en pesos colombianos incluyendo valores de IVA, de la adecuación programada.

Tabla 5-2: Costos de normalización de FRT11179. (Fuente propia)

ITEM	COSTO
VISITA DE INSPECCIÓN INICIAL	\$ 446.000
COMPRA DE TC 3 ELEMENTOS	\$ 7.605.000
COMPRA DE TP 3 ELEMENTOS	\$ 5.359.287
COMPRA DE ROUTER	\$ 530.000
COMPRA BLOQUE DE PRUEBA	\$ 120.000
MANO DE OBRA PARA NORMALIZACIÓN	\$ 2.500.000
MANIOBRA CORTE DE ENERGÍA	\$ 2.650.000
VALOR TOTAL	\$ 19.210.287

Dentro de la Mano de Obra para la normalización, se incluye el costo de los materiales complementarios como por ejemplo cable de conexiones, terminales bimetálicos, barras de cobre para puentes de conexión, entre otros. (Comercializadora de energía, 2019)

5.3 Normalización

La celda se encontró en buen estado y con el certificado vigente a la fecha de compra, y con vigencia actual, por lo tanto, se realiza únicamente la limpieza de la celda.

Figura 5-4: Estado de la celda de medida FRT11179. (Comercializadora de energía, 2019)



El medidor se encontró de acuerdo al certificado de calibración cumpliendo y de acuerdo a las características y a su certificado de conformidad, también. En ese caso no se realiza cambio del mismo y se establece el plan de mantenimiento (ver Anexo B de este documento).

Figura 5-5: Medidor ITRON ACE6000, instalado en la frontera FRT11179. (Comercializadora de energía, 2019)



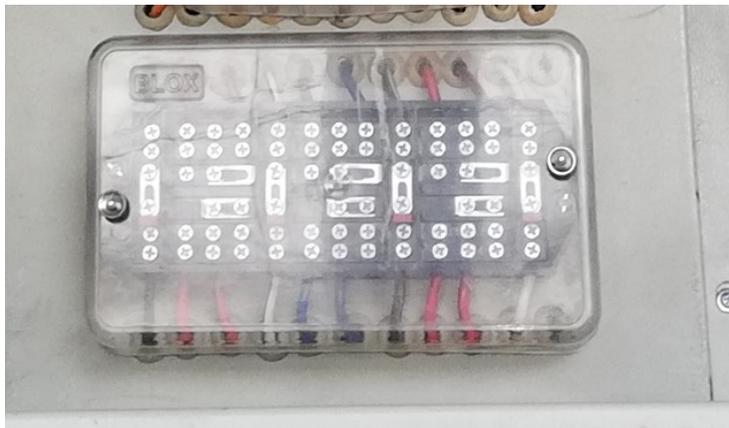
El cambio del equipo de comunicación se realiza por que había conectado un equipo marca Sparklet con tecnología de conexión en 2G, por lo tanto, no tiene las características de acuerdo a lo indicado en la norma ya que debe ser 4G. (Ver características en capítulo 2.4 de este documento).

Figura 5-6: Router instalado en la frontera WLINK WR100. (Comercializadora de energía, 2019)



El cambio de bloque de pruebas se efectúa por que el certificado de conformidad no se tenía, dado que no era evidente la marca del instalado.

Figura 5-7: Bloque de pruebas instalado marca BLOX. (Comercializadora de energía, 2019)



Para el cambio de los transformadores se eligieron marca Arteche con certificado de conformidad vigente y pruebas efectuadas en laboratorio, que arrojaron un resultado acorde y su respectivo certificado de calibración. (Ver anexos C, D, E, F) de este documento).

Figura 5-8: Transformadores de medida instalados en la frontera marca Arteche. (Comercializadora de energía, 2019)



El día de la ejecución de la maniobra se realiza un procedimiento de varios pasos:

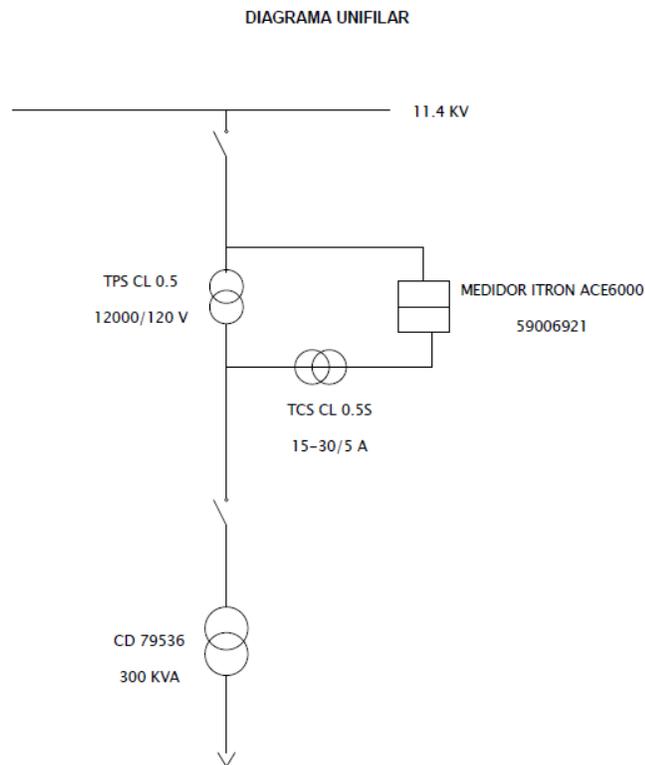
- Alistamiento de material en sitio.

- Verificación previa de la actividad a ejecutar.
- Evaluación de riesgos existentes, charla de 5 minutos.
- Reunión con el personal asignado por el operador de red.
- Des-energización de la subestación con corte visible.
- Aplicación de reglas de Oro en toda la labor.
- Cambio de equipos, mantenimiento a componentes de la celda de medida.
- Verificación de labor y conexionado.
- Pruebas de conductividad, comparación con plano unifilar, pruebas de corriente y tensión.
- Validación de sistema de medida, descarga de diagrama fasorial y curvas de carga.
- Sellado de equipos
- Firma de actas.

Figura 5-9: Fragmento Acta de instalación del comercializador. (Comercializadora de energía, 2018).

INFORMACIÓN Y PRUEBAS TRANSFORMADORES DE MEDIDA										
DESCRIPCIÓN	INSTALADO			RETRADO / ENCONTRADO			PRUEBAS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE			
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	DESCRIPCIÓN	FASE A	FASE B	FASE C
Transformador de Corriente	MARCA	ARTECHE	ARTECHE	ARTECHE	Bulhou	Bulhou	CORRIENTE PRIMARIA			
	MODELO	ACI-17	ACI-17	ACI-17	SC-24	SC-24	CORRIENTE SECUNDARIA			
	USO (interior o exterior)	Interior			Interior		RELACIÓN TRANSFORMACIÓN			
	SERIE	180221815	1	2	3	086228-11	086228-15	% ERROR		
	CLASE	0.2S	0.2S	0.2S	0.5S	0.5S	ETIQUETA DE CALIBRACIÓN DE TCS			
	RELACION TRANSFORMACION	530/15	530/15	530/15	530/15	530/15	Laboratorio	Fecha Etiqueta	No. protocolo de calibración	
	TIPO (Barra o Ventana)	Barra	Barra	Barra	Barra	Barra	Metrobit	2019/01/28	139941-42-45	
Transformador de Potencial	PRUEBAS TRANSFORMADORES POTENCIAL									
	MARCA	ARTECHE	ARTECHE	ARTECHE	ARFVA	ARFVA	TENSIÓN PRIMARIA			
	MODELO	UCL-24	UCL-24	UCL-24	VKP-15	VKP-15	TENSIÓN SECUNDARIA			
	USO (interior o exterior)	Interior			Interior		RELACIÓN TRANSFORMACIÓN			
	SERIE	11025955	1	2	3	M19120-14	M19120-12	% ERROR		
	CLASE	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	ETIQUETA DE CALIBRACIÓN DE TPS			
	RELACION TRANSFORMACION	1200/120	1200/120	1200/120	1200/120	1200/120	Laboratorio	Fecha Etiqueta	No. protocolo de calibración	
						Metrobit	2019/02/06	TT 129345-42-44		

Observaciones: 1) Visito realizado para adecuación en grupo de medida, se encuentra grupo de medida en 2 elementos, pasará a grupo de medida en 3 elementos. 2) Se realizó corte de energía a las 08:30 y se restablece a las 16:30 3) se retira TCS, PTCS, cable multiconductor, barrera y es entregado al cliente. 4) Pasó a instalar TCS, PTCS, cable multiconductor tipo color 12x10 AUG, bloque de pruebas marca bbx. 5) se dejó en normal funcionamiento el suministro de energía.

Figura 5-10: Diagrama unifilar de la conexión de la frontera, en red de 11400 voltios.³⁰

5.4 Plan de mantenimiento

En la hoja de vida de la frontera como lo estipula el Artículo 28 de la CREG 038 de 2014, es necesario informar y seguir el plan de mantenimiento de la frontera comercial, se extrae apartes de la Hoja de vida de la frontera donde se valida esta información según verificación quinquenal.

³⁰ Diagrama elaborado a partir de diagrama dibujado por técnico en campo.

Figura 5-11: Fragmento Hoja de vida FRT11179, Plan de mantenimiento según CREG 038 de 2014.³¹

2.24. Tipo de Frontera Comercial	Con Reporte al ASIC	Generación <input type="checkbox"/>	Enlace Internacional <input type="checkbox"/>	
		Comercialización	Entre Agentes <input type="checkbox"/>	Interconexión Internacional <input type="checkbox"/>
	Sin Reporte al ASIC <input type="checkbox"/>		Para Agentes y Usuarios <input checked="" type="checkbox"/>	Demanda Desconectable <input type="checkbox"/>
		Distribución <input type="checkbox"/>		
2.25. Clasificación de punto de medición 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> 5 <input type="checkbox"/>				
2.26. Plan de Mantenimiento Preventivo				
2.26.1. Fecha planificada	2.26.2. Fecha ejecución	2.26.3. Calibración medidor		2.26.4. Pruebas de Rutina
17/07/2020	-	NA <input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	PROGRAMADO
5/08/2029	-	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	NA <input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	PROGRAMADO
5/08/2029	-	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	NA <input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	PROGRAMADO
-	-	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	-
-	-	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	-
-	-	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	-
-	-	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	NA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	-
2.27. Anexos				
<input type="checkbox"/> Diagrama de conexión del sistema de medición	<input type="checkbox"/> Registro de mantenimiento (Acta) del sistema de medición			
<input type="checkbox"/> Diagrama unifilar de sistema de medición	<input type="checkbox"/> Acta de revisión del sistema de medición			
<input type="checkbox"/> Registro fotográfico de cada elemento del sistema de medición	<input type="checkbox"/> Acta de instalación o retiro de elementos del sistema de medición			
<input type="checkbox"/> Documento con la memoria de cálculo de factor de ajuste del punto de medición	<input type="checkbox"/> Documentos asociados al Programa de mantenimiento preventivo			
<input type="checkbox"/> Otros, Cuel: _____				

5.5 Auditoria

La frontera de caso de estudio es una frontera de tipo industrial que fue auditada en el año 2019, estando dentro de las 1313 fronteras de la muestra 2 elegida de forma aleatoria. El resultado de la auditoria se muestra en la tabla 4-2.

“Como resultado de haber analizado las evidencias documentales aportadas por **EL COMERCIALIZADOR**, detalladas en el acta de reunión suscrita entre las partes, junto con las evidencias obtenidas por el CONSORCIO APPLUS+ el día de la verificación de la **FRT11179 – INYECCION Y SOPLADO DE PLASTICOS S.A.S**, se procedió a la respectiva revisión frente a la Resolución CREG 038 del 2014 y así diligenciar el **ANEXO 3 de la**

³¹ Hoja de vida de Auditoria Frontera comercial Isoplasticos.

CIRCULAR CREG 098 del 2014 - INFORME DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA -, obteniendo los siguientes resultados:” (APPLUS, 2019)

Tabla 5-3: Resultado general de verificación quinquenal frontera comercial FRT11179.³²

ASPECTOS EVALUADOS - INFORME DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA – ANEXO 3 de la CIRCULAR CREG 098 del 2014.					
ITEM	DETALLE DEL ASPECTO EVALUADO	CUMPLE	NO CUMPLE	REFERENCIA REGULATORIA	DETALLE DEL INCUMPLIMIENTO
1	DATOS BÁSICOS	X			
2	CLASIFICACIÓN PUNTO DE MEDICIÓN	X			
3	REQUISITOS GENERALES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN	X			
4	CERTIFICADOS DE CONFORMIDAD	X			
5	CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN	X			
6	CUMPLIMIENTO DE EXACTITUD	X			
7	INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN	X			
8	REGISTRO LECTURA DE INFORMACIÓN - Con reporte al ASIC	X			
9	SELLADO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN	X			
10	VERIFICACIÓN QUINQUENAL	X			
11	CONCLUSIÓN: ¿EL SISTEMA CUMPLE CON EL CODIGO DE MEDIDA?	X			

En el acta de reunión se dejaron consignados como entregados el día de la auditoria los 33 documentos exigidos como anexos a la información obtenida en sitio, dentro de los cuales se enuncian los más importantes:

- Hoja de vida.
- Certificados de conformidad de los elementos (Anexo 1 CREG 038 de 2014).
- Certificados de calibración.
- Actas de instalación de equipos.
- Registro de mantenimiento realizado.
- Memorias de cálculo de sistema.
- Configuraciones de lectura y registro de medidor, reporte al ASIC.
- Parámetros y procedimientos del CGM.
- Procedimiento para crítica de información.
- Ultimo archivo del medidor.
- Documentos de profesionales que asisten a instalación.
- Datos de registro de fronteras
- Informe de verificación inicial.

³² Tabla de documento Informe preliminar Verificación quinquenal Dictamen de verificación #425.Comercializador.

6. Aplicación de procesos técnicos y financieros en la empresa PEESA para el cumplimiento de la resolución CREG 038.

6.1 Impacto técnico

Para analizar el impacto técnico de la resolución se debe resumir la información ya dada en el documento y adicionar otros aspectos que fueron cambiados a partir de las verificaciones planteadas en la resolución.

Tabla 6-1: Factores de impacto técnico con la entrada en vigencia CREG 038 de 2014.

(Fuente propia)

IMPACTO	CAUSAS
Cambio de equipos de Medida.	Medidores: Se pasa de medidores electromecánicos a electrónicos si era el caso con sistema de seguridad de datos, certificado de calibración vigente con fecha no mayor a la estipulada en años para el tipo de punto de medición y de certificado de conformidad vigente a la fecha de compra e instalación.
	Transformadores de medida: Se pasa a un índice de clase con mayor exactitud dependiendo del tipo de punto de medición, se exigen pruebas de rutina en laboratorio y certificado de producto vigente.
	Bloque de pruebas: se solicitan bloques de prueba homologados con certificados de conformidad.
	Cable de conexión: se solicitan cables homologados con certificados de conformidad.
	Celda de Medida: Se solicitan celdas en buen estado, y con certificado de conformidad vigente y expedida en el año de fabricación según la placa de características.
	Router de comunicación: Se exige un sistema de telemedida de acuerdo al Capítulo 2, numeral 4 de este documento.

IMPACTO	CAUSAS
	Elementos de cargas de compensación si aplica. Transformadores de distribución: En caso de que la capacidad instalada no esté de acuerdo al sistema de medida instalado.
Implementación de nuevos formatos.	Para elaboración de Hoja de vida. Para elaboración de Verificación inicial en sitio. Actas de visitas y registro. (Actualización) Formato para presentación de registro fotográfico. Formatos para seguimiento de Inventarios Formatos para recepciones y entregas de equipos.
Contratación de Ingenieros y tecnólogos.	Ingenieros: Para elaboración de formatos, planeación de maniobras, elaboración de órdenes de compra, coordinación de trabajo con OR, seguimiento de pagos a contratistas, proveedores y a OR, seguimiento de reportes de teled medida, validación de consumos, validaciones de instalación, atenciones de emergencias asociadas a cambios de equipos, revisión de información recopilada en acta y registro, atención a auditorias. Tecnólogos: Apoyo a labores de Ingeniero, verificaciones de teled medida, verificación de maniobra en sitio, soporte a técnicos en sitio, revisión de inventario, recepción y entrega de equipos.
Contratación de personal técnico para adecuaciones.	Personal técnico con matrícula Conte o Conaltel vigente.
Capacitación de todo el personal.	Capacitaciones Norma CREG 038 de 2014. Capacitaciones a personal técnico de adecuaciones.
Adquisición de software de seguimiento.	Destinado a elaboración de programaciones de adecuaciones, trazabilidad de la información de cotizaciones, pagos a proveedores, información de cada frontera.
Elaboración de planes de mantenimiento con sus herramientas.	Para el cumplimiento de la norma establecer plazos para cambio de equipos (Medidores y transformadores), se hace un levantamiento de información de fronteras con fechas de calibración e instalación, se crea un software para recibir la notificación de vencimiento de fechas y consolidar información de todas las fronteras.
Control de inventarios.	Implementación de software para recopilación, movimientos de equipos, inventario general, consolidación de información de series, modelos, clases, tipos de equipos y cantidades.
CGM	Contratación de CGM especializado en cumplimiento de reglamentación de CREG y CON, incluye capacitación de presentación de información a ASIC, reportes, tiempos de respuesta, validación diaria de consumos a reportar, reportes de fallas de frontera entre otros.

Tabla 6-1. (Continuación)

Estos aspectos fueron recopilados de la información del proyecto, la investigación con la comercializadora y la información de las normas consultadas vigentes a la fecha de Septiembre de 2019.

Un sistema de calidad y de gestión es una estrategia aconsejada para afrontar el cambio impuesto por la nueva resolución, dentro de ese sistema se puede tratar todo lo contenido en la tabla 5-1, además de protocolos de seguridad y salud en el trabajo importantes en cualquier compañía.

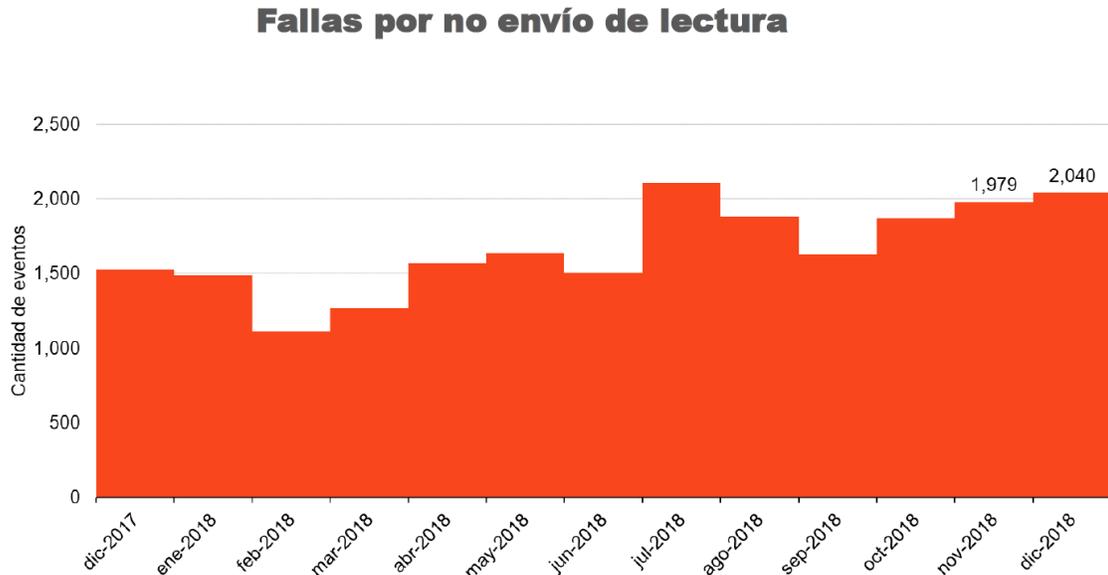
Así mismo a continuación se encuentra el detalle de los reportes de falla por no envío de lectura registrado para el comienzo de año 2020 en donde se evidencia la mejoría en el no registro de fallas ocasionadas por el no envío de lecturas con reporte al ASIC., así como otras fallas técnicas generadas con relación a las observadas en el final del año 2018.

Figura 6-1: Fallas por no envío de lectura. (XM, Informe general de Mercado Abril 2020, 2020)³³



³³ Informe general de mercado de Abril de 2020.XM.

Figura 6-2: Fallas por no envío de lectura informe general de mercado Diciembre (XM, 2018)³⁴



En la gráfica de Abril de 2020 se evidencia en el número de fallas reportadas, la disminución en más de 1000 fallas que se reportaban en fechas anteriores al año 2019. Es una demostración del cambio de equipos notable que obligo a que existieran medidas confiables y precisas en sistemas de comunicación.

Las fallas por envío de lectura podían tener limitaciones de en donde el sector de ubicación de la frontera hiciera que la conectividad fuese complicada y que se necesitara de un sistema más robusto.

A abril del 2020 las fallas por envío de lectura fueron satisfactoriamente reducidas y el trabajo desarrollado por las comercializadoras a nivel nacional para contrarrestar este inconveniente fue solventado.

³⁴ Informe general de mercado Abril de 2018. XM.

Figura 6-3: Fallas técnicas, (XM, Informe general de Mercado Abril 2020, 2020)³⁵

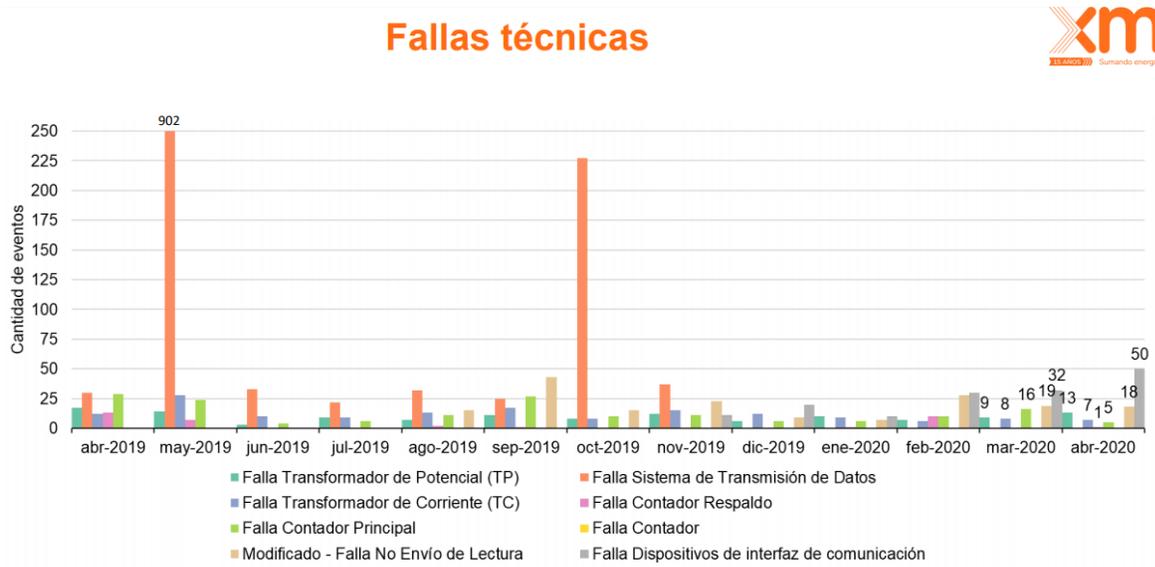
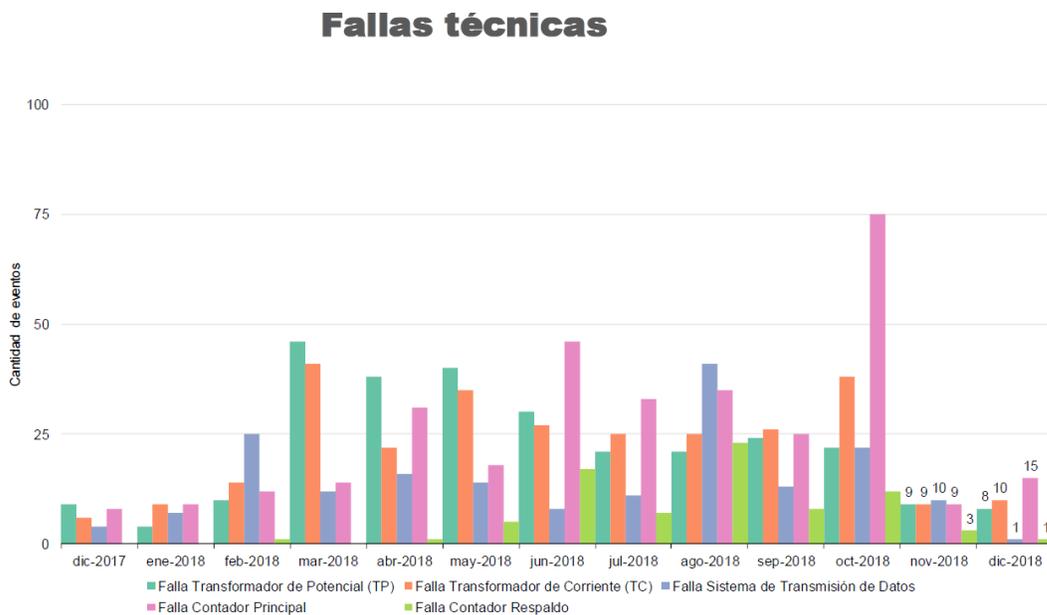


Figura 6-4: Fallas técnicas, informe general de mercado Diciembre. (XM, 2018)³⁶



³⁵ Informe general de mercado Abril de 2020.XM.

³⁶ Informe general de mercado Diciembre de 2018.XM.

En las fallas asociadas a equipos de evidencia una disminución sustancial sobre todo en las fallas a contador principal, ya que en el año 2018 se presentaban en un rango de 60 a 75 fallas en el mes, y en Abril de 2020 se ven que en los meses anteriores las fallas no superan 15 en su reporte. Hay fallas como la de contador de respaldo que en 2020 no se presentan, a su vez las fallas de transmisión de datos desaparecen.

En la gráfica de 2020 se ve una variación en donde en Mayo de 2019 se presenta una fuerte subida de fallas por transmisión de datos, en este caso particular se consulta con el comercializador y se establece que pudo ocasionarse por una falla en algún sistema de reporte de algún comercializador.

Las fallas en algún transformador de potencial y de corriente en 2020 son mínimas a la cantidad de fronteras registradas actualmente.

6.2 Impacto financiero

Para hacer el análisis del impacto financiero es necesario realizar la estimación de costos desde la base técnica que resulto en cambios para la comercializadora, además de los costos asociados a las verificaciones implícitas en cada auditoria. Estos costos son resultado de la investigación con algunos proveedores y de las estimaciones de mano de obra consultadas con algunas empresas del sector privado. Todos los costos están en pesos colombianos.

Tabla 6-5: Costos asociados a Cambios de equipos de medida. (Fuente propia).

EQUIPO O ELEMENTO	NIVEL DE TENSION 1	NIVEL DE TENSION 2	NIVEL DE TENSION 3
MEDIDOR DIRECTA (CLASE 1)	\$ 780.000		
MEDIDOR SEMIDIRECTA (CLASE 0,5s)	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
BLOQUE DE PRUEBA	\$ 130.000	\$ 130.000	\$ 130.000
EQUIPO DE COMUNICACIÓN CON ACCESORIOS	\$ 630.000	\$ 630.000	\$ 630.000

EQUIPO O ELEMENTO	NIVEL DE TENSION 1	NIVEL DE TENSION 2	NIVEL DE TENSION 3
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TRES ELEMENTOS)	\$ 210.000	\$ 5.100.000	\$ 8.400.000
TRANSFORMADORES DE TENSION (TRES ELEMENTOS)		\$ 6.200.000	\$ 12.600.000
CELDA DE MEDIDA	\$ 1.500.000	\$ 4.800.000	\$ 7.000.000
MANO DE OBRA 1 (CAMBIO DE TODO EL GRUPO DE MEDIDA)	\$ 1.300.000	\$ 3.300.000	\$ 3.300.000
MANO DE OBRA 2 (CAMBIO DE MEDIDOR)	\$ 350.000	\$ 350.000	\$ 350.000
MANO DE OBRA 3 (CAMBIO DE TRANSFORMADORES)	\$ 450.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000
VISITA DE INSPECCION INICIAL (SIN COSTO DE DESPLAZAMIENTO)	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000
MANIOBRA DE DESCONEXION Y PRUEBAS OPERADOR DE RED	\$ 350.000	\$ 2.500.000	\$ 3.800.000
AUDITORIA CREG 038	\$ 1.200.000	\$ 3.100.000	\$ 4.200.000

Tabla 6-5: (continuación)

Estos costos son un estimado de los costos asumidos por el cambio o actualización de la frontera comercial en sus equipos, su responsabilidad recae sobre un usuario final si es el caso o el comercializador dependiendo del acuerdo establecido entre las partes previamente. Es importante aclarar que las fronteras de tipo de punto de medición pueden ser fronteras de Nivel de Tensión 1, 2, 3, ya que este parámetro depende exclusivamente de consumo o de capacidad instalada.

Lo valores son aproximaciones y se basan en un consolidado de datos de diferentes proveedores y son valores sin IVA.

Para los datos de los transformadores, el valor tiene un rango puesto que depende la capacidad y si se utilizarán en exteriores o interiores.

Para los datos de las maniobras, es de aclarar que hay operadores de red que no incluyen este valor, hay operadores para los cuales es más alto o más bajo. Es una estimación del precio.

Los desplazamientos son un valor adicional que depende la ubicación de la frontera y están sujetos a él comercializador y a los precios del contratista agendado.

Tabla 6-6: Costos asociados al impacto técnico generado. (Fuente propia)

ACTIVIDAD	EQUIPO O ELEMENTO	COSTO
Implementación de nuevos formatos.	Hoja de vida.	\$ 250.000
	Verificación inicial en sitio.	\$ 250.000
	Actas de visitas y registro. (Actualización).	\$ 2.000.000
	Formato para presentación de registro fotográfico.	\$ -
	Formatos para seguimiento de Inventarios	\$ -
	Formatos para recepciones y entregas de equipos.	\$ 400.000
Contratación de Ingenieros y tecnólogos.	Ingenieros (Costo mensual de contratación, incluyendo seguridad social)	\$ 5.940.000
	Tecnólogos (Costo mensual de contratación, incluyendo seguridad social)	\$.268.000
Capacitación de todo el personal.	Capacitaciones Norma CREG 038 de 2014.	\$ 3.500.000
	Capaciones a personal técnico de adecuaciones.	\$ -
Adquisición de software de seguimiento.	Destinado a elaboración de programaciones de adecuaciones, trazabilidad de la información de cotizaciones, pagos a proveedores, información de cada frontera.	\$ 8.000.000
Elaboración de planes de mantenimiento con sus herramientas.	Software para recibir la notificación de vencimiento de fechas y consolidar información de fronteras.	\$ 10.000.000
Control de inventarios.	Implementación de software para recopilación, movimientos de equipos, inventario general, consolidación de información de series, modelos, clases, tipos de equipos y cantidades.	\$ 9.000.000

ACTIVIDAD	EQUIPO O ELEMENTO	COSTO
CGM	Contratación de CGM especializado en cumplimiento de reglamentación de CREG y CNO, incluye capacitación de presentación de información a ASIC, reportes, tiempos de respuesta, validación diaria de consumos a reportar, reportes de fallas de frontera entre otros. (Precio por frontera mes.)	\$ 260.000

Tabla 6-6: (continuación)

En la implementación de nuevos formatos se tiene en cuenta el dinero causado por concepto de papelería, o tramite. En donde no se encuentra valor asociado es porque el valor está dentro del valor del pago del personal que ejecuta la labor.

La capacitación del personal de adecuaciones está asignada por el personal de ingeniería por lo tanto ya se encuentra en el valor de la contratación.

Los valores de Software para implementación de herramientas son un estimado de un desarrollador que ejecute la tarea.

Tabla 6-7: Numero de fronteras por comercializador (XM, 2018)³⁷

³⁷ Informe general de mercado 2018, XM, Bogotá, Colombia.

Mercado No Regulado + Alumbrado			Mercado Regulado		
Comercializador	No. Fronteras a final de mes	Energía Fronteras (GWh)	Comercializador	No. Fronteras a final de mes	Energía Fronteras (GWh)
EEPPM	1382	385.77	VATIA S.A.	3866	56.33
EMGESA S.A.	1078	331.27	DICEL	4149	31.8
ISAGEN	250	322.6	ENERTOTAL	2171	17.19
ECOPETROL ENERGÍA	56	135.05	PEESA	538	16.17
ELECTRICARIBE.	875	129.56	RENOVATIO	91	2.3
SOEN S.A. E.S.P.	3	117.95	RUITOQUE S.A. E.S.P.	90	2.01
EPSA(PACIFICO)	619	85.01	ENERCO	146	1.98
EMCALI EICE ESP	317	69.57	ESSA(SANTANDER)	3	1.89
AES CHIVOR	38	39.4	EEPPM	1	1.75
E.M.S.A. E.S.P.	82	22.48	ASC	124	1.64
CODENSA	2	19.54	DICELER	34	0.8
ENERTOLIMA	116	18.68	CENS(N.SANTANDER)	56	0.8
DICEL	163	17.91	ELECTRICARIBE.	13	0.64
CEMEX ENERGY	7	15.4	EEP(PEREIRA)	23	0.59
VATIA S.A.	104	13.74	EMCALI EICE ESP	13	0.54
ELECTROHUILA	162	12.39	QI ENERGY	22	0.29
GECELCA S.A. E.S.P	7	9.93	EPSA(PACIFICO)	197	0.26
RUITOQUE S.A. E.S.P.	87	8.79	CETSA(TULUA)	1	0.21
EEP(PEREIRA)	69	8.5	EMEE(POPAYAN)	9	0.09
PROELECTRICA	2	8.42	E.M.S.A. E.S.P.	1	0.04
EBSA (BOYACA)	133	7.95	SOEN S.A. E.S.P.	0	0
ITALENER	21	6.7	ESANT S.A. E.S.P	0	0
RENOVATIO	67	6.63	CEDENAR	0	0
CEO S.A.S. ESP	48	6.43	PROELECTRICA	0	0
TERPEL ENERGÍA	161	3.94	CEO S.A.S. ESP	0	0
ENERTOTAL	54	3.76	GECELCA S.A. E.S.P	0	0
CETSA(TULUA)	24	3.25	ENERTOLIMA	1	0
PEESA	28	2.83	EMGESA S.A.	0	0
ENERGIA Y AGUA	24	2.21	ECOPETROL ENERGÍA	0	0
ENERCA S.A. E.S.P.	9	1.4	CODENSA	0	0
EMEE(POPAYAN)	10	1.4	RIOEN SAS E.S.P.	0	0
CEDENAR	21	1.09	ELECTROHUILA	0	0
RIOEN SAS E.S.P.	2	0.63	GENERSA	0	0
DICELER	2	0.25	EBSA (BOYACA)	0	0
ASC	7	0.21			
ESANT S.A. E.S.P	2	0.09			
GENERSA	2	0.08			
			TOTAL	11549	137.32

Dentro de estas tablas no se encuentra relacionado el valor de desplazamiento que fue asumido en el tránsito de las auditorias, así como tampoco el valor de viáticos generados, pues dependiendo de la zona del país en que se encontrara la frontera así mismo el valor difiere, y este valor debe ser costado por el comercializador involucrado en la auditoria.

En la Tabla 6-3 se encontrará el consolidado de fronteras reportadas según XM para el mes Diciembre de 2018. Estas fronteras a la fecha de 2018 debían estar siendo actualizadas de acuerdo a la norma CREG 038 pues ya se había realizado la primera verificación. Por lo que si se realiza un estimado en un comercializador donde se encuentran unas 30 fronteras (10 de cada nivel de tensión) en donde se tuvo que realizar la adecuación completa de las fronteras y adicional se tuvo que realizar auditoria en la

segunda fase tenemos que el costo de inversión de usuario final y comercializadora fue de:

Tabla 6-8: Inversión calculada en 10 fronteras por nivel de tensión. (Fuente propia)

EQUIPO O ELEMENTO	NIVEL DE TENSION 1	NIVEL DE TENSION 2	NIVEL DE TENSION 3
MEDIDOR SEMIDIRECTA (CLASE 0,5s)	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
BLOQUE DE PRUEBA	\$ 130.000	\$ 130.000	\$ 130.000
EQUIPO DE COMUNICACIÓN CON ACCESORIOS	\$ 630.000	\$ 630.000	\$ 630.000
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TRES ELEMENTOS)	\$ 210.000	\$ 5.100.000	\$ 8.400.000
TRANSFORMADORES DE TENSION (TRES ELEMENTOS)		\$ 6.200.000	\$ 12.600.000
CELDA DE MEDIDA	\$ 1.500.000	\$ 4.800.000	\$ 7.000.000
MANO DE OBRA 1 (CAMBIO DE TODO EL GRUPO DE MEDIDA)	\$ 1.300.000	\$ 3.300.000	\$ 3.300.000
VISITA DE INSPECCION INICIAL (SIN COSTO DE DESPLAZAMIENTO)	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000
MANIOBRA DE DESCONEXION Y PRUEBAS OPERADOR DE RED	\$ 350.000	\$ 2.500.000	\$ 3.800.000
AUDITORIA CREG 038	\$ 1.200.000	\$ 3.100.000	\$ 4.200.000
COSTO POR FRONTERA	\$ 6.440.000	\$ 26.880.000	\$ 41.180.000
COSTO 10 FRONTERAS	\$ 64.400.000	\$ 268.800.000	\$ 411.800.000

Si se realizara un estimado tomando el costo de inversión por frontera en las fronteras que fueron auditadas (1313) en la segunda muestra tomando solo como valor de referencia que fueran todas de nivel 1 es decir \$ 6.440.000, tendríamos que el costo de inversión fue de \$8.455.720.000.

Este costo de inversión pudo ser el costo de inversión en fronteras de un comercializador que según la tabla 6-3 tenía para esa fecha tuvieron más de 1000 fronteras. Es claro que

el costo de ejecución de las maniobras y las actividades de actualización no solo estuvo atendidas por el comercializador sino también por el usuario final.

Para realizar un estimado de costos de inversión de un comercializador se debe tener presente que no todas la auditorias tuvieron el mismo valor o fueron típicas en su cobro generado, a continuación, un breve ejemplo de los cobros establecidos por el ASIC al comercializador a dichas auditorias, este valor más los costos de desplazamiento, y algunos otros de viáticos, son costos que por la tipificación de las zonas no es posible contabilizar en una totalidad.

Tabla 6-9: Costos de auditorías muestra 2 con valores sin IVA. (Fuente propia, Cortesía comercializador).

CÓDIGO SIC	DEPARTAMENTO	OR	NIVEL DE TENSIÓN	VALOR AUDITORIA XM ANTES DE IVA
Frt30833	ANTIOQUIA	EPM	1	\$ 1.211.600
Frt18956	ANTIOQUIA	EPM	1	\$ 1.211.600
Frt23406	SANTANDER	ESSA	2	\$ 3.167.243
Frt20628	BOYACA	EBSA	3	\$ 4.196.000
Frt31117	ANTIOQUIA	EPM	1	\$ 1.211.600
Frt28880	BOGOTA	CODENSA	2	\$ 3.167.243

Entendiendo que, así como los costos de actualización se realizaron, el propósito mismo del fin por el cual se realizó la labor se evidencio en el cambio generado en los reportes de energía, en la misma eficiencia del sistema de medición y en la confiabilidad.

7. Análisis de resultados

Para analizar el impacto técnico y financiero de la entrada en vigencia de la norma, fueron múltiples las posibilidades en el acceso a la información. No obstante, el entendimiento de la norma es complejo pues además de ser extensa, inclusive para los ingenieros responsables de atender las auditorías, comentaron que fue un proceso de diversas aclaraciones por parte del ente regulador quien realizaría las verificaciones quinquenales.

Se desarrolla una metodología para plantear una adecuación en los diversos sistemas de medida, basados en el criterio y la experiencia del comercializador la cual arroja resultados significativos, sin embargo y dado que es elección del agente el ceñirse o no a esta metodología, no se pudo evaluar para todos los casos de la misma manera.

Dada la premura de la implementación de la norma, gran parte de la interpretación de la misma se desarrolló en consenso de las partes involucradas en las auditorías.

Se realizó un estudio económico con base en los datos suministrados por el comercializador y la recopilación de la información de proveedores, sin embargo, es de aclarar que el comercializador no puede suministrar información consolidada de sus clientes, así como tampoco suministrar análisis financiero de sus acuerdos comerciales. Teniendo en cuenta esto, únicamente se realizó un análisis financiero basado en el estudio técnico y los costos que acarrea para los clientes en la actualización de sus equipos en su frontera comercial.

El estudio de caso, fue desarrollado en base a la investigación y los datos recopilados de una frontera normalizada en el año 2018. Con base en el análisis recopilado se encontraron los siguientes aspectos:

- Los cambios de equipos deben ser vigilados y avalados por el operador de red.
- La comercializadora no se apropia de todo el conocimiento para la actualización de la frontera, es decir requiere apoyarse de personal externo y experto, para la instalación y mantenimiento de equipos de comunicación. Esto es muy importante ya que permite que la supervisión y corrección de errores este a cargo de una empresa contratista.
- La normalización de una frontera difiere de otra de acuerdo a las características de ubicación, operador de red donde se encuentre, fabricantes de la zona, y nivel de tensión.

8. Conclusiones

- Al analizar el impacto técnico se concluye lo siguiente:
 - El comercializador se vio obligado a realizar la actualización de algunos equipos instalados en las fronteras, esto convocó una fuerte movilización técnica y económica, para lograr el urgente que se requería en los sistemas de medida, dado el prolongado uso de los equipos que por sus condiciones no permitían la correcta lectura de la energía consumida por la frontera.
 - Los sistemas de medida exigidos por la CREG 038 tienen un mayor grado de confiabilidad en el reporte de sus mediciones, garantizando así mismo que la información de energía fluctuante sea la realmente transada por los actores del mercado.
 - Basado en el análisis de la resolución CREG 038 se determina que en el flujo de energía siempre exista una constante supervisión por el ASIC, y la transparente medición en los sistemas permite que el valor de la energía sea el equivalente a la real generada y al real consumo en el país.
 - La aplicación de la nueva resolución, y la rigurosidad en las auditorías permite que se reduzca el riesgo de accidentes por sobrecargas, saturaciones de medida, y la no implementación de las normas de seguridad en aparatos, celdas y en general en el sistema.
- Al analizar el impacto financiero se concluye lo siguiente:
 - Si bien el costo de inversión para la actualización de las fronteras asumido por el comercializador de energía fue elevado, el beneficio a largo plazo en la transacción de energía y en el costo generado por la misma, es eficiente y transparente.
 - El impacto generado por la entrada de la resolución CREG 038 y su verificación al cumplimiento en un plazo relativamente corto, obligó a que usuarios finales,

comercializadores, agentes, operadores de red y todo actor en el sistema, evaluara el costo - beneficio de lo que se le solicitó en su sistema de medida y se tuviera la seguridad de que la energía facturada, es la energía consumida en un punto comercial.

- La actualización de los sistemas requeridos por la resolución CREG 038, dio la oportunidad de generación de empleo para Ingenieros, técnicos y tecnólogos del sector, además de la oportunidad de crecimiento para empresas, que eficazmente pueden “llamar” fronteras a su mercado con la confiabilidad del sistema ya actualizado.
- Basado en los informes de resultados de las auditorias se sintetizaron en la tabla 3-6, 12 tipos de incumplimientos a los artículos y anexos del código de medida; en las causas de los tipos de incumplimientos se pudo evidenciar que los sistemas de medida presentaban alteraciones en su funcionamiento y por lo tanto en su medida y finalmente en el reporte diario de medida al ASIC, por esto mismo fue necesario que se realizaran las auditorias y la verificación de los sistemas de medida.
- El contenido del presente trabajo contempla los aspectos clave más relevantes al momento de realizar la revisión de una frontera comercial ante el cumplimiento de la norma CREG 038 de 2014. Se logró sintetizar la información para normalizar las fronteras a fin de dar un instructivo base que sirva de guía al comercializador y al usuario que tiene sistemas de medida.
- En el estudio de caso realizado para la empresa Profesionales en Energía S.A. E.S.P, se entrega una metodología de trabajo para la actualización de la frontera comercial, esta metodología fue aplicada por la comercializadora en un cliente de su mercado, determinando que era necesaria su actualización pues el resultado de la auditoria fue satisfactoria.

Por otro lado, la información levantada y recopilada por las auditorias en ese sistema de medición, da una garantía de trazabilidad en las actividades ejecutadas y brinda la oportunidad de que los actores del mercado estén al tanto de la información.

Bibliografía

1. Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, XM expertos en mercado. (XM, 2018)
2. CREG 038 DE 2014 Anexo 9, literal I.
3. Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, XM expertos en mercado.
4. Informe-Final-Verificación-Quiquenal-Muestra-1, XM expertos en mercado.
5. EPM. (13 de 09 de 2018). <https://www.epm.com.co/>. Obtenido de https://www.epm.com.co/site/Portals/3/documentos/Energia/RA8-030/RA8_030_SELECCION_Y_CONEXION_DE_MEDIDORES_DE_ENERGIA_Y_TRANSFORMADORES_DE_MEDIDA_V2.1.pdf?ver=2018-09-13-102532-743
6. ENEL CODENSA. (s.f.). Obtenido de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/2-empresas/codensa/resoluciones/mantenimiento-del-sistema-de-medicion-de-fronteras/IO-Mantenimiento-del-Sistema-de-Medicion-en-fronteras.pdf>
7. Artículo 6 CREG 038 de 2014.
8. CREG 038 de 2014, Definiciones.
9. CREG 038 de 2014, Definiciones.
10. CREG 025 de 1995. Página, 138-139.
11. CREG 025 de 1995. Página, 138-139.
12. CREG 025 de 1995. Numeral A2.2
13. CREG 025 de 1995. Página, 140.
14. <https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/que-hacemos.aspx>
15. <https://www.peesa.com.co/>
16. CREG 038 Anexo 5 literal f.

17. Anexo 9 literal f del Código de Medida.
18. Informe final de verificaciones Muestra 2, 2019.
19. Acuerdo 1004 de 2017, numeral 2.
20. Acuerdo 1004 de 2017, numeral 3.2
21. Artículo 16 CREG 038 de 2014.
22. Información suministrada por la comercializadora de energía PEESA
23. CREG 038 Anexo 2 Literal e.
24. Tabla extraída de Anexo 2 literal e, CREG 038 DE 2014.
25. Tabla extraída de Artículo 9, CREG 038 DE 2014.
26. Tabla extraída de NTC 5019, tabla 2.
27. Tabla extraída de NTC 5019, tabla 4.
28. Tabla extraída de NTC 5019, tabla 5.
29. Artículo 28 de la CREG 038 de 2014.
30. CREG 038 de 2014 Parágrafo 2, Artículo 23
31. Diagrama elaborado a partir de diagrama dibujado por técnico en campo.
32. Hoja de vida de Auditoria Frontera comercial Isoplasticos.
33. Tabla de documento Informe preliminar Verificación quinquenal Dictamen de verificación #425.Comercializador.
34. Informe general de mercado de Abril de 2020.XM.
35. Informe general de mercado Abril de 2018. XM.
36. Informe general de mercado Abril de 2020.XM.
37. Informe general de mercado Diciembre de 2018.XM.
38. Informe general de mercado 2018, XM, Bogotá, Colombia.

- APPLUS. (2019). *Tabla de documento Informe preliminar Verificación quinquenal Dictamen de verificación #425.Comercializador*. Bogota, Colombia.
- Comercializadora de energia. (2018). *Acta de verificacion e instalacion de sistema de medida*. Bogota, Colombia.
- Comercializadora de energia. (2019). *Cotizacion de equipos Isoplasticos*. Bogota, Colombia.
- Comercializadora de energia. (2019). *Verificacion quinquenal Isoplasticos*. Bogota, Colombia.
- Comisión de regulación de energía y gas. (2014). *Modificacion del codigo de Medida, anexo al codigo de redes*. Colombia.
- Concejo Nacional de Operacion. (Agosto 2017). *Documento de condiciones minimas de seguridad e integridad para la trasmision de lecturas hacia CGM y al ASIC*. Colombia.
- CREG. (1995). *Codigo de redes*. En C. d. gas. Colombia.
- ENEL CODENSA. (s.f.). Obtenido de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/esp%C3%B1ol/2-empresas/codensa/resoluciones/mantenimiento-del-sistema-de-medicion-de-fronteras/IO-Mantenimiento-del-Sistema-de-Medicion-en-fronteras.pdf>
- energia., C. d. (Enero de 2020). *Etapas de adecuaciones de fronteras*. (A. Duran, Entrevistador)
- EPM. (13 de 09 de 2018). <https://www.epm.com.co/>. Obtenido de https://www.epm.com.co/site/Portals/3/documentos/Energia/RA8-030/RA8_030_SELECCION_Y_CONEXION_DE_MEDIDORES_DE_ENERGIA_Y_TRANSFORMADORES_DE_MEDIDA_V2.1.pdf?ver=2018-09-13-102532-743
- Seleccion de equipos de medicion de energia electrica. (2007). En ICONTEC, *Seleccion de equipos de medicion de energia electrica* (págs. 12-15). Colombia: ICONTEC.
- XM. (2018). *Informe general de mercado Diciembre 2018*. Bogota, Colombia.
- XM. (2019). *Informe-Cierre-Verificación-Quinquenal-2017-2022-Muestra-2* . Colombia.
- XM. (2020). *Informe general de Mercado Abril 2020*. Bogota, Colombia.
- XM, e. e. (2018). *Informe final de verificacion Quinquenal Muestra 1*. Colombia.
- XM, e. e. (2018). *Informe-Final-Verificación-Quinquenal-Muestra-1*. Colombia.

Documentos de consulta:

NTC2205, NTC 2207, NTC2545, Acuerdo 981, Acuerdo1043, Acuerdo1004, CREG 156, CREG157, CREG160, NTC2050.

Normas de diseño de redes EBSA.

Norma técnica de Medición y Acometida EPSA.

Normas técnicas ENEL CODENSA AE324, ET923, ET916, AE340, ET930, ET934, ET922, ET-AT504.