

**DESARROLLO DE UN SISTEMA DE INFORMACION PARA LA VERIFICACION  
DE CONFORMIDAD DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE LAS FRONTERAS  
COMERCIALES ACORDE AL NUEVO CÓDIGO DE MEDIDA**

**DIANA CAROLINA JAIMES CALDERÓN**



Universidad Autónoma de Bucaramanga

VIGILADA MINEDUCACIÓN

Resolución 3284 del 21 diciembre de 1956, Ministerio de Justicia  
Acreditación Institucional de Alta Calidad  
Resolución 10820 del 25 de mayo de 2017 por 6 años

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA**

**FACULTAD DE INGENIERIAS**

**INGENIERIA EN ENERGIA**

**BUCARAMANGA**

**2019**

**DESARROLLO DE UN SISTEMA DE INFORMACION PARA LA VERIFICACION  
DE CONFORMIDAD DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE LAS FRONTERAS  
COMERCIALES ACORDE AL NUEVO CÓDIGO DE MEDIDA**

**DIANA CAROLINA JAIMES CALDERÓN**  
**Trabajo de Grado para optar por el título de**  
**INGENIERA EN ENERGÍA**

**Director: Ph.D CESAR YOBANY ACEVEDO ARENAS**  
**Codirector: Ing. ESSA S.A E.S.P WILTON ANTONIO FLOREZ ORTIZ**



Universidad Autónoma de Bucaramanga

VIGILADA MINEDUCACIÓN

Resolución 3284 del 21 diciembre de 1956, Ministerio de Justicia

Acreditación Institucional de Alta Calidad

Resolución 10820 del 25 de mayo de 2017 por 6 años

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA**  
**FACULTAD DE INGENIERIAS**  
**INGENIERIA EN ENERGIA**  
**BUCARAMANGA**

**2019**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

Aprobado por el comité de grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Bucaramanga para optar el título de Ingeniero(a) en Energía.

---

Firma del Director

---

Firma del Calificador

## **AGRADECIMIENTOS**

*Agradezco a Dios por ser mi guía y acompañarme en el transcurso de mi vida, brindándome paciencia y sabiduría para culminar con éxito mis metas propuestas.*

*A mis padres William Jaimes Quintero y Luz Calderón Ruiz por su amor, sacrificio y apoyo; por ser mi pilar fundamental, por creer en mí y haberme apoyado incondicionalmente, pese a las adversidades e inconvenientes presentados.*

*A mi abuela Virginia Quintero por su apoyo incondicional en la terminación de mis estudios de pregrado y por alentarme a ser mejor cada día y a creer que todo lo que se realice con esfuerzo y dedicación tiene grandes recompensas*

*Agradezco a los profesionales del proyecto código de medida de la Electrificadora de Santander S.A E.S. P que, con su experiencia, conocimiento y motivación me orientaron en la fundamentación del proyecto. A mi Director y Co-director de tesis por sus consejos, enseñanzas, soporte en la culminación del trabajo de grado.*

*Agradezco a los todos docentes que, con su sabiduría y conocimiento, motivaron a desarrollarme como persona y profesional en la Universidad Autónoma de Bucaramanga.*

**Diana Carolina Jaimes Calderón**

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN .....	12
GLOSARIO.....	13
1. INTRODUCCIÓN .....	18
2. JUSTIFICACIÓN .....	20
3. OBJETIVOS .....	21
3.1. OBJETIVO GENERAL .....	21
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	21
4. ALCANCE DEL PROYECTO .....	22
4.1. FRONTERAS COMERCIALES A CARGO DEL PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA.....	23
4.1.1. Fronteras de Comercialización.....	23
4.1.2. Fronteras de Distribución.....	23
4.2. DEFINICIÓN DEL ALCANCE.....	23
5. MARCO REFERENCIAL.....	26
5.1. MARCO CONCEPTUAL .....	26
5.1.1. Frontera Comercial .....	26
5.1.1.2 Tipos de Fronteras Comerciales.....	28
5.1.2. Elementos Principales del Sistema de Medida .....	31
5.1.3. Normas Técnicas para la Fabricación de Medidores de Energía .....	42
5.1.4. Normas Técnicas para la Fabricación de Transformadores de Medida.....	43
5.1.5. Pruebas de Rutina Para Transformadores de Medida.....	44
5.1.5.1 Métodos para Ejecución de Pruebas In Situ .....	45
5.1.5.1 Requerimiento de Carga para el Núcleo de Medida durante la Verificación en PT con Norma IEC/NTC .....	46
5.1.5.2 Medición de Burden o Carga asociado a los PT's IEC/NTC o IEEE/ANSI.....	46
5.1.5.3 Requerimiento de Carga para el Núcleo de Medida durante la Verificación en CT con Norma IEC/NTC .....	47
5.1.5.4 Medición de Burden o Carga asociado a los CT's IEC/NTC o IEEE/ANSI.....	48
5.2. MARCO LEGAL .....	49

5.2.1. Ley 142 de 1994 .....	49
5.2.2. Ley 143 de 1994 .....	50
5.2.3. Código de Medida.....	50
5.2.4. Resolución CREG 038/2014.....	62
6. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE REGULACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN PT´S .....	73
6.1. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES Y ERROR PORCENTUAL .....	73
6.1.1. Caso A Cálculo del Error Porcentual Sin Resistencias de Compensación .....	74
6.1.2. Caso B Cálculo del Error Porcentual Con Resistencias de Compensación .....	77
6.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO RESISTENCIAS DE COMPENSACION PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA .....	79
6.2.1. Cálculo de Resistencias de Compensación para PTS.....	79
6.2.2. Resistencias de Compensación Para CTS .....	81
6.3. CÁLCULO DE CARGABILIDAD PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	82
6.4. CÁLCULO DE CARGABILIDAD PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	83
7. DESARROLLO DE LA GUÍA.....	84
7.1. OBJETO.....	87
7.2. ALCANCE .....	87
7.3. DEFINICIONES.....	87
7.4. GENERALIDADES SOBRE LA MEDICIÓN SEGÚN SU CONEXIÓN.....	90
7.5. GENERALIDADES DE LAS FRONTERAS COMERCIALES EN EL CODIGO DE MEDIDA .....	93
7.6. REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.....	98
7.7. ASPECTOS OPERATIVOS .....	121
7.8. GESTION DE LA MEDICIÓN.....	133
7.9. VERIFICACION.....	134
7.10. REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES.....	141
8. ANÁLISIS DE RIESGOS DE FACTORES MÁS COMUNES QUE CONLLEVAN A UNA NO CONFORMIDAD EN EL SISTEMA DE MEDIDA.....	145
9. CONCLUSIONES .....	149

10. RECOMENDACIONES .....	151
11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	152
ANEXOS .....	154
ANEXO 1. PLANTILLA DE CÁLCULO DE CARGABILIDAD DE CTS Y PTS Y ERROR PORCENTUAL EN PTS .....	154
ANEXO 2. PLANTILLA DE CÁLCULO DE RESISTENCIAS DE COMPENSACIÓN PARA CTS Y PTS .....	162
ANEXO 3. INFORME SOBRE PRINCIPALES MODIFICACIONES REALIZADAS A LA CREG 038/2014 POR LA CREG 033/2019 .....	167
ANEXO 4. DIAGRAMAS DE TIPOS DE CONEXIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA.....	173
ANEXO 5. FORMATO DE MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE MEDIDA DE FRONTERAS COMERCIALES.....	178
ANEXO 6. LISTA DE CHEQUEO PARA LA VERIFICACIÓN INICIAL DEL PUNTO DE FRONTERA.....	180
ANEXO 7. INFORMACIÓN A ENVIAR PARA EL REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES ANTE EL ASIC .....	182
ANEXO 8. BASE DE DATOS DE LOS SISTEMAS DE MEDIDA DE LAS FRONTERAS COMERCIALES DE LA ESSA.....	183

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Actividades que forman parte de las adecuaciones en campo y gestión documental de fronteras comerciales. ....	24
Tabla 2: Representantes de Frontera según el tipo de frontera comercial. ....	31
Tabla 3: Normas Técnicas de fabricación de medidores de energía .....	43
Tabla 4: Normas Técnicas de fabricación de transformadores de medida. ....	43
Tabla 5: Actualizaciones CREG al código de medida.....	53
Tabla 6: Actualizaciones al código de medida. ....	55
Tabla 7: Cuadro comparativo entre CREG 025/1995 y CREG 038/2014. ....	56
Tabla 8: Circulares CREG .....	60
Tabla 9: Acuerdos del C.N.O .....	61
Tabla 10: Impacto de cada artículo de la CREG 038/2014.....	63
Tabla 11: Responsabilidades asignadas en la regulación a los RF. ....	94
Tabla 12: Clasificación de los sistemas de tensión eléctrica en Colombia. ....	97
Tabla 13: Clasificación de los puntos de medición. ....	98
Tabla 14: Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de energía. ....	101
Tabla 15: Plazos entre calibración y puesta en servicio. Normas Aplicables.....	103
Tabla 16: Clasificación de medidores de energía .....	104
Tabla 17: Selección de Medidores de Energía .....	105
Tabla 18: Medidores de Energía y sus características eléctricas. (NTC 5019/2018). ....	106
Tabla 19: Características de instalación de Medidores.....	108
Tabla 20: Características Generales Instalación de Medidores para F.C .....	108
Tabla 21: Relación de transformación de CT para mediciones semidirectas (NTC 5019).....	115
Tabla 22: Relación de transformación de CT para mediciones indirectas (NTC 5019).....	116
Tabla 23: Condiciones y disposiciones de instalación y acceso al sistema de medida. ....	122
Tabla 24: Actividades de Mantenimiento de SM.....	124
Tabla 25: límite de fallas para las fronteras comerciales .....	132
Tabla 26: plazos para la implementación del reporte de F.C .....	134
Tabla 27: Riesgos Potenciales de una No Conformidad.....	146
Tabla 28: Probabilidad e Impacto del Riesgo .....	147
Tabla 29: Análisis de probabilidad e impacto de los riesgos.....	147



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema Unifilar de una subestación transformadora 230/11.4 kV: .....	27
Figura 2: Esquema de finalidad de una frontera comercial.....	28
Figura 3: Principales Componentes presentes en una Frontera Comercial.....	28
Figura 4:Tipos de Fronteras Comerciales.....	29
Figura 5:Ejemplos de fronteras comerciales reales en diagramas unifilares de una subestación eléctrica. ....	30
Figura 6: Transformador de Tensión capacitivo para alta tensión. ....	33
Figura 7: Transformador de tensión inductivo. Modelo EMP 14 de ABB. ....	33
Figura 8: Transformador de tensión modelo VCL de ARTECHE. ....	34
Figura 9: Modelo 3D Transformador de Tensión. Basado en Modelo VZF-36 de RITZ.....	34
Figura 10: Modelo 3D de Transformador de Tensión Capacitivo, basado en modelo CPA de ABB. ....	35
Figura 11. Transformadores de Corriente.....	36
Figura 12: Transformador de Intensidad tipo IMB.....	36
Figura 13: Modelo 3D de Transformador de Corriente para AT. Modelo CA de ARTECHE.....	37
Figura 14: Transformador de Corriente encapsulado en resina para MT. Modelo GIFS 36-55 de RITZ .....	37
Figura 15: Medidores Electrónicos.....	39
Figura 16: Instalación Trifásica en conduit.....	40
Figura 17. Panel o tablero para medidores de energía eléctrica.....	40
Figura 18: Bloque de Borneras. ....	41
Figura 19. Resistencias de Compensación instaladas en un punto de frontera para CT's.....	42
Figura 20: Resistencias de Compensación instaladas en un punto de frontera para PT's .....	42
Figura 21: Burden requerido para pruebas de rutina en PT's.....	46
Figura 22: Medición del burden del núcleo de medida del PT. ....	47
Figura 23: Carga requerida para pruebas de rutina en CT's .....	48
Figura 24: Carga que se requiere medir en el núcleo de un CT .....	49
<i>Figura 25:Esquema de las modificaciones principales al código de medida. ....</i>	<i>62</i>
Figura 26: Circuito del Transformador de Tensión.....	74
Figura 27:Circuito equivalente del transformador de tensión con resistencia de compensación.....	77
Figura 28:Circuito del devanado secundario del PT con resistencia de compensación.....	79
Figura 29:Circuito del devanado secundario del CT con resistencia de compensación.....	81

Figura 30: Diagrama de Flujo sobre ejes fundamentales del nuevo código de medida.....	85
Figura 31:Acometida de MT con equipo de medida en BT. Medición Directa .....	91
Figura 32: Acometida de MT con equipo de medida en BT. Medición Semi-directa. ....	92
Figura 33: Acometida de MT con equipo de medida en MT. Medición Indirecta ...	92
Figura 34: Diagrama de flujo de actividades de los RF en fronteras comerciales..	95
Figura 35: Ubicación de las fronteras comerciales .....	97
Figura 36: Diagrama de flujo de cálculo del consumo o transferencia de Energía por una F.C.....	99
Figura 37: requisitos para la lectura y registro de la información de los medidores. ....	111
Figura 38: Sistema de Protección de Datos de los medidores .....	112
Figura 39: Principales Actividades del CGM.....	113
Figura 40: Campos del formato Hoja de Vida de Sistemas de Medición .....	130
Figura 41: Diagrama de flujo proceso de gestión de fallas en los SM .....	132
Figura 42: Diagrama de flujo procedimiento de gestión de la medida .....	133
Figura 43: Procesos de verificación .....	135
Figura 44: Diagrama de flujo de procedimiento de verificación de frontera .....	136
Figura 45: Secuencia para el ingreso al aplicativo del Sistema de Registro de Fronteras Comerciales ante el ASIC.....	141
Figura 46: Diagrama de Flujo de proceso de registro de fronteras comerciales..	143
Figura 47: Matriz de Riesgos de No conformidades. ....	148
Figura 48: Página de Inicio de la Plantilla de cargabilidad y error porcentual.....	154
Figura 49: Instrucciones de uso de la plantilla de cargabilidad y error porcentual. ....	156
Figura 50: Sección cálculo del burden para transformadores de corriente. ....	158
Figura 51:Sección cálculo del burden para transformadores de tensión. ....	159
Figura 52: Plantilla de cálculo del error porcentual para PTS sin resistencias de compensación.....	160
Figura 53:Plantilla de cálculo del error porcentual para PTS con resistencias de compensación.....	161
Figura 54:Página de Inicio de la Plantilla de cálculo de resistencias de compensación para CTS y PTS.....	162
Figura 55: Instrucciones de uso para la plantilla de cálculo de resistencias de compensación para PTS y CTS.....	163
Figura 56: Plantilla de cálculo para resistencias de compensación para PTS .....	165
Figura 57: Plantilla de cálculo para resistencias de compensación para CTS .....	166
Figura 58: Descripción Vista de diseño tabla principal: Frontera .....	183
Figura 59: Esquema de relaciones de la base de datos del sistema de medida de fronteras comerciales ESSA. ....	184

## SUMMARY

This work consists in the elaboration of a guide oriented to define technical characteristics and establish the requirements that must be met by the measurement systems according to the guidelines set forth in Resolution CREG 038/2014 (known as the new measurement code) in relation to the accuracy, certification of product conformity, installation, testing, calibration, operation, maintenance and protection of the same so that the recording of energy flows is carried out under conditions that allow to properly determine transactions between the agents participating in the Energy Market Wholesaler, MEM, and between these and the end users; Likewise, an information system is proposed in this project that allows, in addition to keeping updated the information pertinent to the measurement at the commercial borders of the ESSA S.A. E.S.P, generate possible alarms when the measurement system in a commercial frontier presents a non-conformity with the requirements demanded by the measurement code and generate at any time a report of the state of compliance of the same. In relation to the adherence to the regulatory milestone, a template prepared in Excel is presented in this project, which allows calculating the chargeability and compensation resistances (in the case that are required) for the Measuring Transformers, the percentage error of the voltage drop in the conductors and other components located in the secondary circuits of the PT and the measurement equipment. Finally, from the proposed information system, possible cases are exposed with their respective solutions subject to regulatory concepts, to avoid that the border may incur a non-conforming concept that may lead to its cancellation.

**Keywords:** Wholesale Energy Market, Measurement Systems, Commercial Frontiers, Measurement Transformers (Current: CTS and Voltage: PTS), Chargeability, Compensation Resistances.

## RESUMEN

Este trabajo consiste en la elaboración de una guía orientada a definir características técnicas y establecer los requerimientos que deben cumplir los sistemas de medición acorde a los lineamientos consignados en la Resolución CREG 038/2014 (conocida como el nuevo código de medida) <sup>1</sup> en relación con la exactitud, certificación de conformidad de producto, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo para que el registro de los flujos de energía se realice bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente las transacciones entre los agentes que participan en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, y entre estos y los usuarios finales; Así mismo, se propone en este proyecto un sistema de información que permita, además de mantener actualizada la información pertinente a la medición en las fronteras comerciales de la ESSA S.A. E.S.P, generar posibles alarmas cuando el sistema de medición en una frontera comercial presente una no-conformidad frente a los requisitos exigidos por el código de medida y generar en cualquier momento reporte del estado de cumplimiento de los mismos. En relación a la adhesión del hito regulatorio, se presenta en este proyecto, una plantilla elaborada en Excel, que permite calcular la cargabilidad y las resistencias de compensación (en el caso que se requieran) para los Transformadores de medida, el error porcentual de la caída de tensión en los conductores y demás componentes ubicados en los circuitos secundarios del PT y el equipo de medida. Finalmente, a partir del sistema de información propuesto, se expone posibles casos con sus respectivas soluciones sujetadas a conceptos normativos, para evitar que la frontera pueda incurrir en un concepto no conforme que pueda llevarla a su cancelación.

**Palabras clave:** Mercado de Energía Mayorista, Sistemas de Medición, Fronteras Comerciales, Transformadores de Medida (Corriente: CTS y Tensión: PTS), Cargabilidad, Resistencias de Compensación.

---

<sup>1</sup> Resolución que modifica y deroga el anexo Código de Medida incluido en el Código de Redes contemplado en la Resolución CREG 025 de 1995 (como parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional).

## GLOSARIO

**Acreditación:** Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, así como de laboratorios de ensayo y de metrología.

**Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC:** Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales, SIC.

**Calibración:** Operación que bajo condiciones específicas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociadas obtenidas a partir de los patrones de medición, y las correspondientes indicaciones con las incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medición a partir de una indicación.

**Clase de exactitud:** Designación asignada a un transformador de corriente o de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados bajo las condiciones de uso prescritas.

**Comité Asesor de Comercialización, CAC:** Organismo creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante la Resolución CREG 068 de 1999, para asesorar a la misma en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del MEM.

**Consumo auxiliar o propio:** Energía utilizada para alimentar los servicios auxiliares de las subestaciones del STN, del STR o del SDL o en plantas de generación de energía eléctrica.

**Corriente nominal ( $I_n$ ):** Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor conectado a través de transformadores.

**Corriente básica ( $I_b$ ):** Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa.

**Corriente máxima ( $I_{max}$ ):** Máximo valor de la corriente que admite el medidor cumpliendo los requisitos de exactitud de la norma respectiva. Los valores

normalizados de la corriente máxima son 120 %, 150 % y 200 % de la corriente nominal.

**Equipo de medida o medidor:** Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.

**Frontera comercial:** Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.

**Frontera comercial con reporte al ASIC:** Frontera comercial a partir de la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el Mercado Mayorista de Energía, MEM, y se define la responsabilidad por los consumos. Estas fronteras se clasifican en: fronteras de generación, fronteras de comercialización, fronteras de enlace internacional, fronteras de interconexión internacional, fronteras de distribución y fronteras de demanda desconectable voluntaria.

**Frontera de generación:** Corresponde al punto de medición de una unidad o planta de generación donde las transferencias de energía equivalen a la energía neta entregada por el generador al STN, al STR o al SDL.

**Frontera de comercialización:** Corresponde al punto de medición donde las transferencias de energía que se registran permiten determinar la demanda de energía de un comercializador. Estas fronteras se clasifican en: fronteras de comercialización entre agentes y fronteras de comercialización para agentes y usuarios. La energía registrada en la frontera de comercialización también podrá ser empleada en la liquidación de cargos por uso de acuerdo con la regulación aplicable.

**Frontera de comercialización entre agentes:** Corresponde al punto de medición que permite determinar la transferencia de energía entre mercados de comercialización o entre el STN y un mercado de comercialización.

**Frontera de comercialización para agentes y usuarios:** Corresponde a toda frontera de comercialización que no cumple con alguno de los criterios señalados para la frontera de comercialización entre agentes. También es frontera de comercialización para agentes y usuarios la frontera comercial de un usuario que se conecta directamente al STN.

**Frontera de enlace internacional:** Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países mediante las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, TIE.

**Frontera de interconexión internacional:** Corresponde al punto de medición utilizado para efectos de determinar los intercambios de energía con otros países, cuando estos no se realicen en el esquema TIE. Según lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 055 de 2011, para efectos de las transacciones que se realicen a través del enlace internacional Colombia – Panamá, esta frontera podrá estar representada por varios agentes.

**Frontera de distribución:** Corresponde al punto de medición entre niveles de tensión de un mismo OR que permite establecer la energía transferida entre estos.

**Frontera de demanda desconectable voluntaria:** Corresponde a la frontera definida en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

**Frontera comercial sin reporte al ASIC:** Corresponde al punto de medición del consumo de un usuario final, que no se utiliza para determinar las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el MEM. La información de este consumo no requiere ser reportado al ASIC.

**Índice de clase:** Número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre  $0,1I_b$  e  $I_{max}$  ó entre  $0,05I_n$  e  $I_{max}$  con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia.

**Laboratorio acreditado:** Laboratorio de ensayo y/o calibración, reconocido por un organismo de acreditación, que cumple con los requisitos de competencia técnica establecidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

**Mantenimiento:** Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer el sistema de medición a un estado tal que garantice su exactitud y la máxima confiabilidad.

**Medición directa:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.

**Medición semidirecta:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.

**Medición indirecta:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.



**Medidor de energía activa:** Instrumento destinado a medir la energía activa mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo.

**Medidor de energía reactiva:** Instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo.

**Sistema de medición centralizada:** Sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida, integrado por medidores (tarjetas electrónicas de medida o medidores individuales), transformadores de medida (cuando aplique) y equipo de comunicación, que cuentan con operación remota para realizar lectura, suspensión, reconexión, etc.

**Mercado de comercialización:** Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo operador de red, OR, y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

**Organismo de acreditación:** Entidad con autoridad que lleva a cabo una declaración de tercera parte relativa a un organismo de evaluación de la conformidad que manifiesta la demostración formal de su competencia para llevar a cabo tareas específicas de evaluación de la conformidad. Para todos los efectos los organismos de acreditación son los definidos en el Decreto 4738 de 2008, modificado por los decretos 323 de 2010 y 0865 de 2013 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

**Operador de red de STR y SDL, OR:** Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

**Punto de conexión:** Es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.

**Punto de medición:** Es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.

**Verificación:** Conjunto de actividades dirigidas a corroborar que el sistema de medición se encuentre en correcto estado de funcionamiento y conforme a los requisitos establecidos en este Código.



**Sistema de medición o de medida:** Conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía en el punto de medición.

**Tipos de conexión para los sistemas de medición:** Corresponde a los esquemas de conexión directa, semidirecta e indirecta empleados para realizar las mediciones dependiendo del nivel de tensión, magnitud de la transferencia de energía o el consumo de una carga, según sea el caso.

**Transformador de tensión, PT o t.t.:** Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

**Transformador de corriente, CT o t.c.:** Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

## 1. INTRODUCCIÓN

La medida como elemento fundamental de la prestación del servicio público de energía ha sido contemplada en el artículo 9 de la Ley 142 de 1994<sup>2</sup>, en la cual se establece los criterios sobre los instrumentos de medición del consumo de energía eléctrica (artículo 144) y se estipula la determinación del consumo facturable, como parte de los derechos de los usuarios (artículo 146).

En concordancia con lo anterior, la ley 143 de 1994<sup>3</sup> consagra principios a los que se sujeta la prestación del servicio de energía eléctrica: el de eficiencia y calidad. Para el soporte de estos principios, la CREG adoptó en el anexo general del Código de Redes la inclusión del código de medida; sin embargo, siguiendo la variante del tiempo y el dinamismo de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se hizo ineludible la búsqueda de ajustes a dicho código.

De esta forma, surge la Resolución CREG 038 del 2014 que modifica y deroga el anexo Código de Medida incluido en la Resolución CREG 025 de 1995. A la 038 se le atribuye como el nuevo código de medida, que determina las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía de: los intercambios comerciales en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios.

En relación al cumplimiento del nuevo código de medida, los Representantes de las Fronteras son responsables de garantizar la exactitud y confiabilidad de los sistemas de medición, mediante una serie de parámetros establecidos en la regulación, los cuales implican el engranaje de distintos procesos e incluso actividades para obtener una respuesta conforme en las verificaciones quinquenales que realizan las firmas contratadas por el ASIC (Administrador de Sistemas de Intercambios Comerciales).

En efecto, en este trabajo de grado, se elabora una guía que permita a los representantes de frontera cumplir con los requisitos técnicos, aspectos operativos, gestión de la medición y verificación, consignados en la Resolución CREG 038/ 2014; con el fin de garantizar que las mediciones empleadas con propósitos operativos, comerciales, regulatorios y de vigilancia y control, se hagan en función de los principios descritos con antelación.

Así mismo, este proyecto se enfoca en el desarrollo de un sistema de información mediante el uso de una base de datos denominada Access ( software que hace

---

<sup>2</sup> Ley por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones para Colombia.

<sup>3</sup> Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

parte del grupo Microsoft Office) que permita la consolidación de las adecuaciones (intervenciones en campo) y gestión documental que se le realicen a los sistemas de medición de las 139 fronteras comerciales que actualmente se manejan en el equipo de trabajo denominado “Código de Medida”, debido a que no se tienen unificados los procedimientos llevados a cabo, pues por exigencia regulatoria, estas fronteras deben ser registradas ante el ASIC y sometidas a su respectiva verificación.

Como parte de los resultados presentados en el documento, se encuentra una plantilla de cálculo (con su respectivo instructivo, elaborada usando la herramienta Microsoft Excel) de cargabilidad y resistencias de compensación (en caso que las pruebas de carga estén por fuera del rango establecido en el Acuerdo 981 del Consejo Nacional de Operación)<sup>4</sup> para los transformadores de medida, conocidos como Transformadores de Corriente (CTS) y Transformadores de Tensión (PTS); finalmente en dicha plantilla también se presenta el error introducido en la medición de energía eléctrica por la caída de tensión en los conductores y demás componentes conectados al circuito secundario del PT.

Este documento está estructurado en 8 secciones y un conjunto de anexos. En los primeros 3 capítulos encuentra la presentación de la tesis de grado (introducción, la justificación y los objetivos). En el capítulo 4 se justifica el alcance seleccionado para el desarrollo del trabajo. En el capítulo 5 se plantea el fundamento teórico y contextual, junto a los antecedentes que sirvieron como base para la ejecución del proyecto. Las dos secciones siguientes (6 y 7) presentan el desarrollo del proyecto, que incluye la guía. Finalmente, en las últimas secciones se muestran las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron en el proyecto.

---

<sup>4</sup> Acuerdo 981 del CON, el cual estipula la identificación de intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente.

## 2. JUSTIFICACIÓN

En cumplimiento a los marcos regulatorios que estipula la CREG sobre la medición de la energía eléctrica en las fronteras comerciales existentes y nuevas, la Electrificadora de Santander S.A E.S.P desea que se establezca un sistema de información para la consolidación de las adecuaciones (intervenciones en campo) y gestión documental que se le realicen a los sistemas de medición de las 139 fronteras comerciales que actualmente se manejan en el equipo de trabajo denominado “ Código de Medida”, debido a que no se tienen unificados los procedimientos llevados a cabo, pues por exigencia regulatoria, estas fronteras deben ser registradas ante el Administrador de Sistemas de Intercambios Comerciales (ASIC) y sometidas a verificación quinquenal por firmas auditoras contratadas por el ASIC y con proceso detallado de dicha actividad por parte del Comité Asesor de Comercialización (CAC).

Para efectos de mejorar el desempeño en las labores ejecutadas, la propuesta del proyecto consiste en la elaboración de una guía orientada a definir características técnicas y establecer los requerimientos que deben cumplir los sistemas de medición en relación con la exactitud, certificación de conformidad de producto, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo para que el registro de los flujos de energía se realice bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente las transacciones entre los agentes que participan en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, y entre estos y los usuarios finales; Así mismo, se propone en este trabajo un sistema de información que permita, además de mantener actualizada la información pertinente a la medición en las fronteras comerciales de la ESSA S.A. E.S.P, generar posibles alarmas cuando el sistema de medición en una frontera comercial presente una no-conformidad frente a los requisitos exigidos por el código de medida y generar en cualquier momento reporte del estado de cumplimiento de los mismos. Finalmente, a partir del sistema de información propuesto, se podrá en este trabajo, exponer posibles casos con sus respectivas soluciones sujetadas a conceptos normativos, para evitar que la frontera pueda incurrir en un concepto no conforme que pueda llevarla a su cancelación.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1. OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un sistema de información para la verificación de conformidad de los sistemas de medición de las fronteras comerciales acorde al nuevo código de medida adoptado en la resolución CREG 038/2014.

#### **3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Sintetizar el marco regulatorio que enmarca la búsqueda de asegurar la exactitud de la medición de la energía eléctrica en Colombia y que complementa la Resolución CREG 038/2014 para fronteras con reporte al ASIC.

Plantear el proceso metodológico que permita a los representantes de frontera cumplir con los requisitos técnicos y procedimientos que se aplican a la medición de energía consignados en la Resolución CREG 038/ 2014 para las fronteras con registro al ASIC.

Elaborar una plantilla e instructivo para el cálculo del error porcentual, cargabilidad de transformadores de medida (transformadores de corriente y de tensión) y cálculo de cargas de compensación para las fronteras comerciales.

Desarrollar una base de datos en Microsoft Access con toda la información de los sistemas de medida presentes en las fronteras comerciales de la ESSA.

#### 4. ALCANCE DEL PROYECTO

La propuesta de proyecto surgió a raíz de ir desempeñando las funciones diarias de la práctica en el equipo de trabajo código de medida de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P.

Lo que primero se abordó fue el conocimiento normativo en Colombia que envuelve todo el proceso de medición de energía eléctrica llevada a cabo en las fronteras comerciales existentes y las constituidas posteriormente a actualizaciones de las resoluciones emitidas por la CREG y que están bajo responsabilidad de agentes y usuarios que participan en el mercado de la energía eléctrica.

Acto seguido, se ha venido realizando un marco teórico e incluso de referencia sobre aspectos técnicos que caracterizan cada uno de los componentes de los sistemas de medición presentes en las fronteras, como lo son, los medidores principales y de respaldo de energía activa- reactiva; transformadores de corriente (CTS), Transformadores de tensión (PTS); cableado entre los transformadores y medidores para la conducción de señales de corriente y tensión; cargas para la compensación del burden de CTS y PTS; sistema de almacenamiento de datos; dispositivos de interfaz de comunicación que permiten la interrogación local y remota de los medidores; entre otros.

Debido a requerimientos del trabajo desarrollado en la empresa, se inició con el cálculo del error porcentual introducido en la medición de energía eléctrica por la caída de tensión en los conductores y demás componentes ubicados entre los circuitos secundarios del PT y el equipo de medida; esto para cada frontera que se maneja en el equipo.

Así mismo, se ha realizado el cálculo de la cargabilidad de los transformadores para validar que el burden asociado a los transformadores de medida se encuentre dentro de los rangos estipulados en el Acuerdo 981<sup>5</sup> del Consejo Nacional de Operación (CNO).

Esta sección muestra el contexto en el que estuvo basada la selección del alcance del proyecto. Se partió de la identificación de las actividades que se llevan a cabo en el proceso de adecuación de fronteras comerciales y gestión documental (Ver Tabla 1) para dar cumplimiento a la CREG 038 y posterior registro ante el ASIC.

---

<sup>5</sup> En este acuerdo se establece la realización de calibración y pruebas de rutina a transformadores, tal y como lo enuncia, por ejemplo, el artículo 11 de la CREG 038, por el cual se prevé que: (...) *“Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación, CNO, en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la presente resolución.”*

Con esta información, se analizaron las condiciones para la ejecución del proyecto y se definieron los alcances del trabajo propuesto.

#### **4.1. FRONTERAS COMERCIALES A CARGO DEL PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA**

##### **4.1.1. Fronteras de Comercialización.**

Las fronteras de comercialización que están a cargo del proyecto Código de Medida son aproximadamente 23, de tipo entre agentes y actualmente se encuentran registradas ante el ASIC.

##### **4.1.2. Fronteras de Distribución.**

Las fronteras de distribución que hacen parte del alcance del equipo de trabajo son alrededor de 113, las cuales están entre los niveles II, III y IV de tensión del operador de red, que para este caso es la ESSA.

#### **4.2. DEFINICIÓN DEL ALCANCE**

Una vez determinadas las actividades que forman parte del proceso de cumplimiento de la resolución CREG 038 para las fronteras comerciales de los representantes que están a cargo de ellas e incluso de la identificación de la necesidad que se tiene en el proyecto Código de Medida de mejorar el desempeño en las labores ejecutadas, se definieron los siguientes alcances que delimita el proyecto:

- Elaboración de una guía que permita a los representantes de frontera cumplir con los requisitos técnicos, aspectos operativos, gestión de la medición y verificación, consignados en la Resolución CREG 038/ 2014; con el fin de garantizar que las mediciones empleadas con propósitos operativos, comerciales, regulatorios y de vigilancia y control, sean exactas y confiables.
- Desarrollo de una base de datos en Microsoft Access con toda la información de los sistemas de medida presentes en las fronteras comerciales de la ESSA.
- Realización de una plantilla e instructivo para el cálculo del error porcentual, cargabilidad de transformadores de medida (transformadores de corriente y de tensión) y cálculo de resistencias de compensación para las fronteras comerciales de ESSA.

- Compendio de todo el marco regulatorio que enmarca la búsqueda de asegurar la exactitud de la medición de la energía eléctrica en Colombia.

Tabla 1: Actividades que forman parte de las adecuaciones en campo y gestión documental de fronteras comerciales.

ITEM	DESCRIPCION ACTIVIDAD	TIPO DE ACTIVIDAD
1	Instalación de Lámina metálica	Adecuación en Campo
2	Montaje, instalación y cableado de medidores	
3	Instalación de Comunicación a medidores	
4	Instalación Bloque de Borneras	
5	Instalación de acrílico en borneras existentes en la frontera	
6	Cableado de Señales de Corriente	
7	Montaje, instalación y cableado de 3 CTS	
8	Montaje, instalación y cableado de 3 PTS	
9	Instalación de caja para medidores	
10	Marquillado del cable nuevo y existente	
11	Sellado de todos los elementos del sistema de medida	
12	Normalización si no cumple con el error porcentual del Cableado de señales de tensión.	
13	Adecuación de cableado de Control entre los transformadores de medida y la bornera de pruebas del medidor principal.	
14	Instalación de resistencias de compensación en las fronteras de comercialización y distribución (donde se requiera).	
15	Instalación del medidor principal con estructura de Fijación metálica independiente para dos borneras de prueba.	
16	Verificación de la Frontera	Adecuación en campo y gestión documental
17	Diligenciamiento Hoja de Vida	
18	Cálculo del Burden asociado a los CTS Y PTS	
20	Cálculo del error porcentual	



22	Validación de: las actas de instalación que se levantan en campo, hoja de vida del sistema de medición, formato de verificación de la frontera, certificados de conformidad de producto y calibración de medidores y/o CTS- PTS (según sea el caso); pruebas de rutina, diagramas, registro fotográfico, formatos de registro ante el ASIC, entre otros.	Gestión Documental
----	--	--------------------

Fuente: Adaptado de [1]

## 5. MARCO REFERENCIAL

Esta sección está dividida tanto en el marco conceptual como en el legal, los cuales fundamentan la realización del presente proyecto.

### 5.1. MARCO CONCEPTUAL

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, ha dispuesto un nuevo Código de medida, Resolución CREG 038, que cambia la filosofía del servicio a los usuarios y establece un sistema de medición con mayor seguridad, calidad y exactitud en el manejo de la información y el registro en cada medida.

La norma establece los lineamientos para los componentes técnicos que el sistema de medición debe tener y define la responsabilidad de cada una de las partes (operadores de red, comercializadores y usuarios/suscriptores).

Los contenidos de la disposición legal aplican para todas las empresas y usuarios, independientemente del tipo de equipos y de la propiedad o administración de los mismos. También la reglamentación especifica las responsabilidades de las **fronteras comerciales**, es decir, el límite hasta el cual presta su servicio una empresa comercializadora de energía en un determinado sector y que está delimitado por un medidor.

La resolución determina que todos los elementos de medición se especifiquen, instalen, operen y mantengan, acorde con lo establecido en el código, verificando que cumplan con los requerimientos de exactitud y calibración determinados.

Igualmente, fija que se instalen y mantengan los mecanismos de seguridad informática, física y de protección de los equipos para que estos no sean alterados. [2].

El Código de Medida se desarrolla con base en los principios de eficiencia, adaptabilidad y neutralidad de la prestación del servicio de energía eléctrica establecidos por las Leyes 142 y 143 de 1994. [3]

Como se mencionó en el primer párrafo de este capítulo, la CREG 038 se centra en el cumplimiento de los sistemas de medición de una frontera comercial, por lo que a continuación se especifica el concepto de frontera comercial con sus debidos representantes de frontera (RF) y de los principales elementos que hacen parte de la medida de energía eléctrica en un punto de conexión eléctrico.

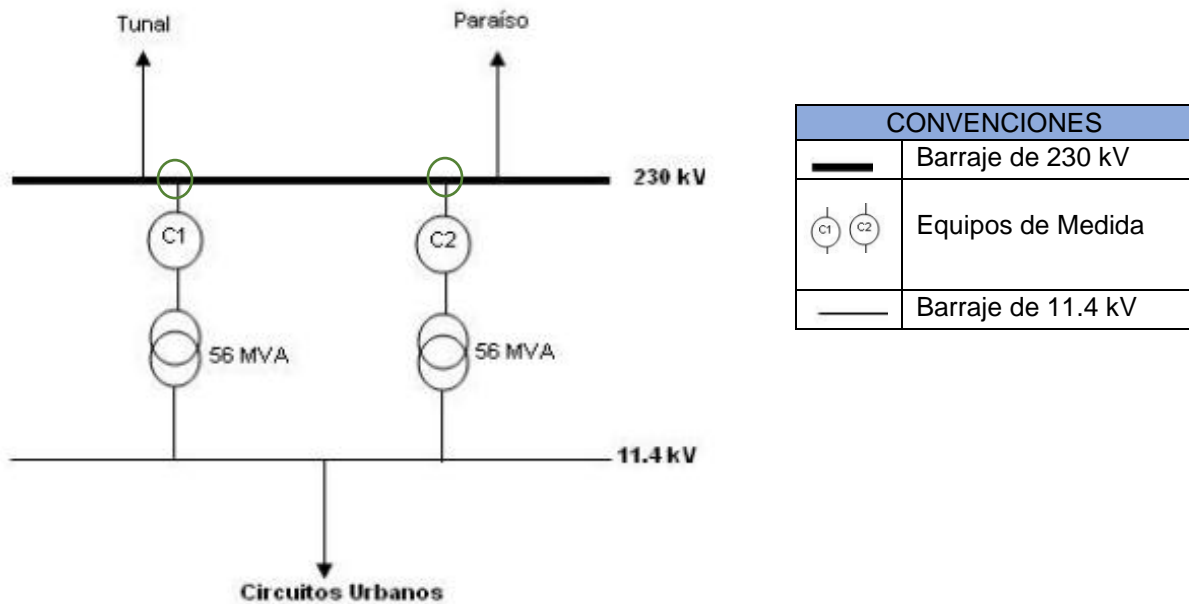
#### 5.1.1. Frontera Comercial

Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de

Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales. [3].

Si la conexión es a través de un transformador la frontera se instala en el lado de alta, como se puede evidenciar en la figura1.

Figura 1 Esquema Unifilar de una subestación transformadora 230/11.4 kV:



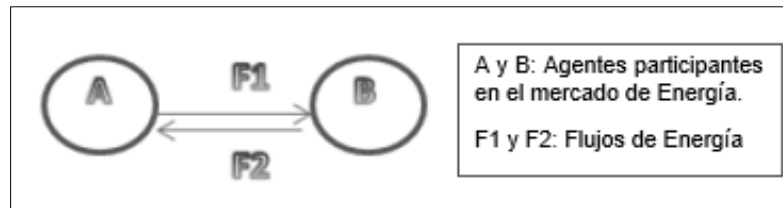
Fuente: Adaptado de Información Tecnológica [4]

Una frontera comercial tiene como fin registrar adecuadamente los flujos de energía que permiten determinar las transacciones entre los agentes que participan en el Mercado de Energía Mayorista (MEM)<sup>6</sup>, y entre estos y los usuarios finales. Ver figura 2.

<sup>6</sup> El MEM está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores que operan en el SIN, que permite a estos agentes realizar sus transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo.

En este mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al SIN, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho Sistema.

Figura 2: Esquema de finalidad de una frontera



Fuente: Elaboración Propia.

Por su parte, los principales componentes que caracterizan una frontera comercial son los que se pueden evidenciar en la figura 3.

Figura 3: Principales Componentes presentes en una Frontera Comercial.



### 5.1.1.2 Tipos de Fronteras Comerciales

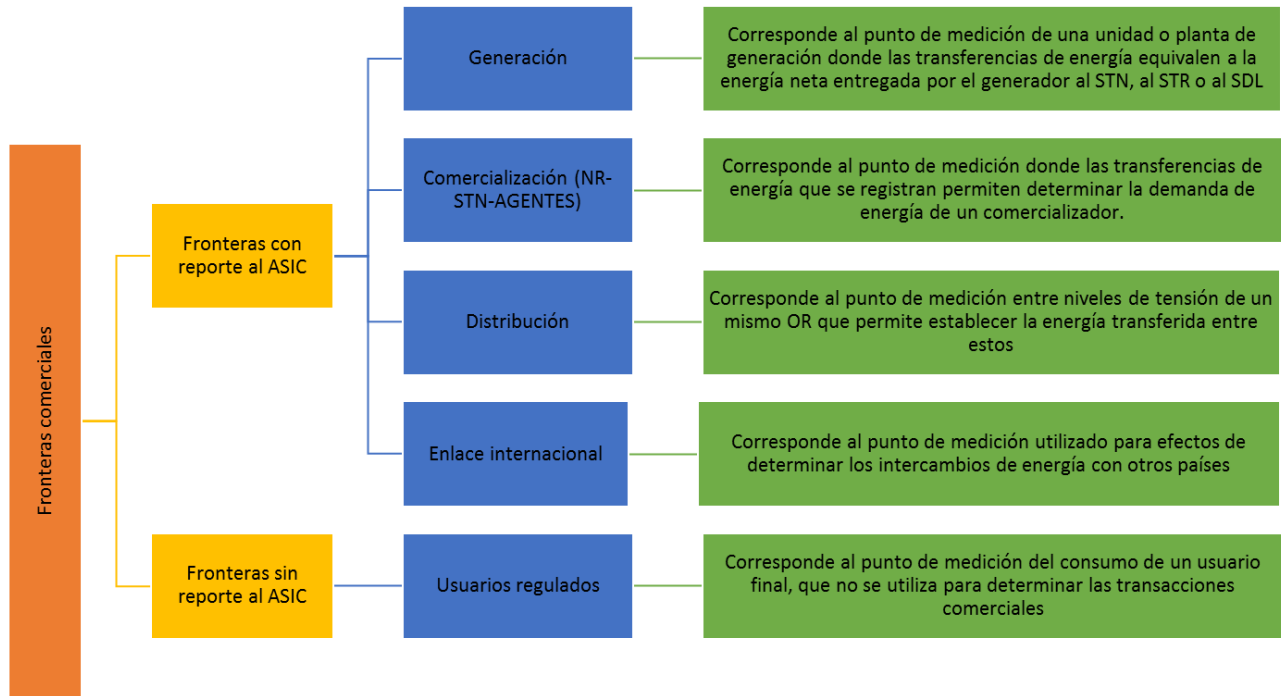
En la resolución CREG 038 se distinguen dos tipos principales de fronteras comerciales:

- Fronteras con reporte al ASIC.
- Fronteras sin reporte al ASIC.

Ambos tipos de frontera mencionados anteriormente se subdividen en distintas fronteras, denominadas como se observa en la figura 4.

Fuente: Elaboración Propia

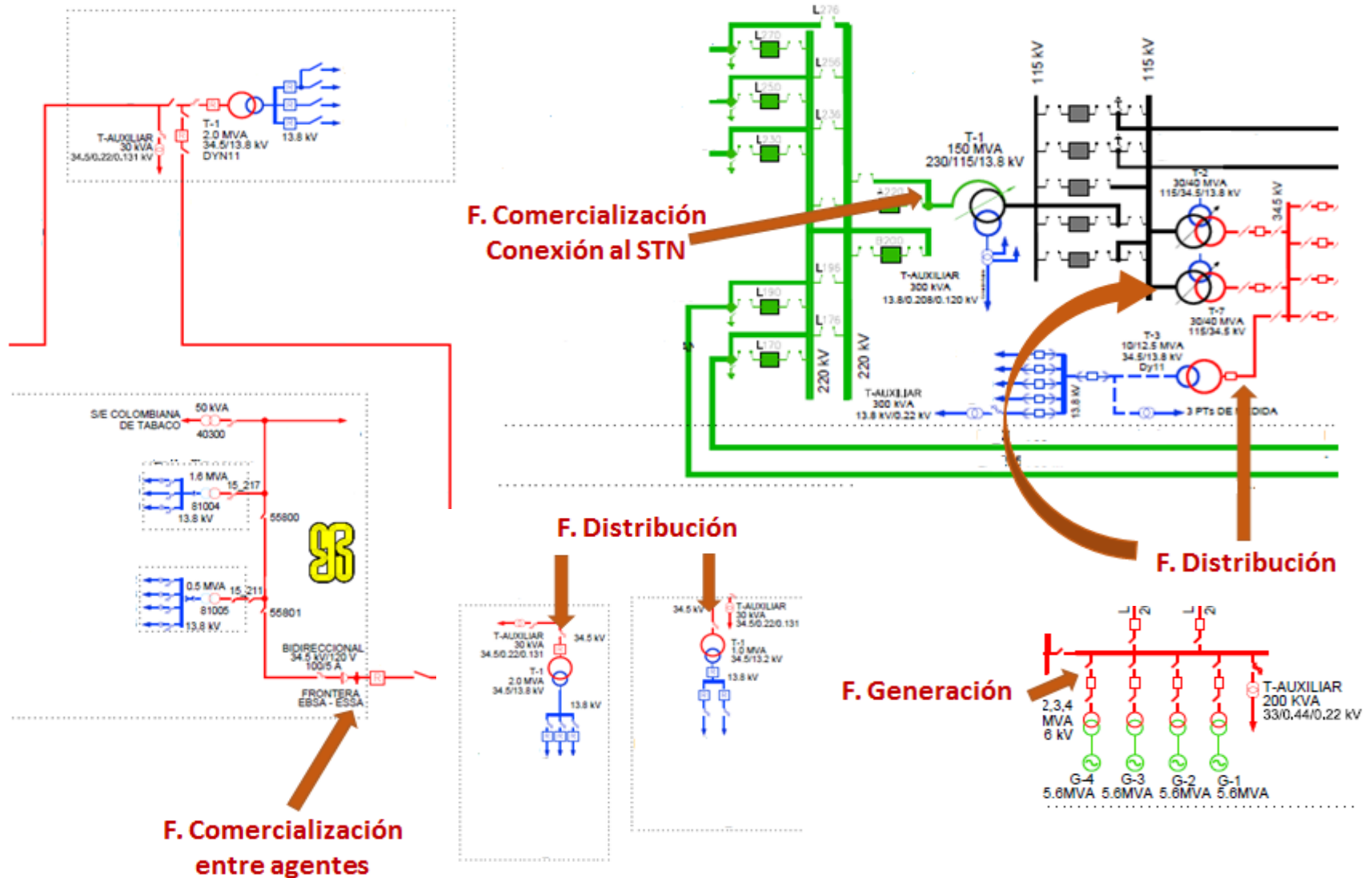
Figura 4: Tipos de Fronteras Comerciales



Fuente: Adaptado de Presentación CREG 038, ESSA. [5]

Ahora bien, debido a que el alcance del Proyecto Código de Medida corresponde a las fronteras comerciales con reporte al ASIC, en la figura 5 se ejemplifican algunos tipos de estas fronteras representadas en los diagramas unifilares de algunas subestaciones de transformación eléctrica.

Así mismo, en la tabla 2 se muestra cada tipo de frontera con su respectivo representante de frontera, el cual corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.



Fuente: Adaptado de Presentación CREG 038, ESSA. [5]

Tabla 2: Representantes de Frontera según el tipo de frontera comercial.

<b>Tipo de Frontera</b>	<b>Representante de Frontera</b>
<b>Frontera de generación</b>	el agente generador
<b>Frontera de comercialización</b>	el agente comercializador
<b>Frontera de enlace internacional</b>	el agente que representa el enlace internacional ante el ASIC de conformidad con la Resolución CREG 004 de 2003 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
<b>Frontera de interconexión internacional</b>	la empresa de comercialización, generación o la Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia Panamá, EECPP, conforme lo establecido en las resoluciones CREG 057 de 1998 y CREG 055 de 2011 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.
<b>Frontera de distribución</b>	el comercializador integrado al OR
<b>Frontera de Demanda Desconectable Voluntaria</b>	el agente comercializador, de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
<b>Fronteras sin reporte al ASIC</b>	el agente comercializador con el que el usuario final haya suscrito el contrato de condiciones uniformes.

Fuente: Adaptado de [3] .

### 5.1.2. Elementos Principales del Sistema de Medida

Los principales elementos que forman parte del sistema de medición instalado en las fronteras comerciales son:

➤ **Transformadores de Medida**

Los transformadores de medida son máquinas eléctricas, que se valen de las propiedades electromagnéticas de la corriente alterna y los materiales

ferromagnéticos para su finalidad, la cual consiste en obtener un valor proporcional mucho más bajo de tensión y corriente al valor que están conectados. Los transformadores de medida se distinguen de los demás tipos de transformadores básicamente porque son fabricados buscando que la relación de transformación sea lo más precisa posible. Los valores de tensión y corriente determinan el estado eléctrico de un punto del sistema, los transformadores de medida son especialmente fabricados para que su relación de transformación determine de forma muy exacta la proporción entre la corriente primaria y secundaria (Transformadores de Corriente, TC), o la proporción entre la tensión primaria y secundaria (Transformadores de Tensión, TT o PT). [6]

### **Clasificación de los Transformadores de Medida**

Los transformadores de medida pueden ser clasificados principalmente en dos grandes grupos, de acuerdo a su ubicación y a su nivel de tensión.

#### **Clasificación de medida de acuerdo con ubicación:**

- Transformadores de medida de uso exterior.
- Transformadores de medida de uso en subestaciones encapsuladas en gas.
- Transformadores de medida de uso interior.

#### **Clasificación de medida de acuerdo con su nivel de tensión:**

- Transformadores de medida para baja tensión
- Transformadores de medida para media tensión
- Transformadores de medida para alta tensión

#### ➤ **Transformadores de Tensión**

Los transformadores de Tensión tienen como función:

- Adaptar las tensiones elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medida y los relés de protección.
- proporcionar aislación a los instrumentos de medida y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia.
- permitir el uso normalizado para las corrientes y tensiones nominales de los instrumentos de medida y relés de protección.

Estos transformadores pueden ser:

- **Inductivos:** Generalmente se utilizan en tensiones entre 600V y 70kV.
- **Capacitivos:** Se utilizan para tensiones superiores a 150kV. Para tensiones entre 70kV y 150kV pueden utilizarse tanto inductivos como capacitivos. En



los sistemas en que se utiliza comunicación por carrier se deben utilizar transformadores de tensión capacitivos. [7]

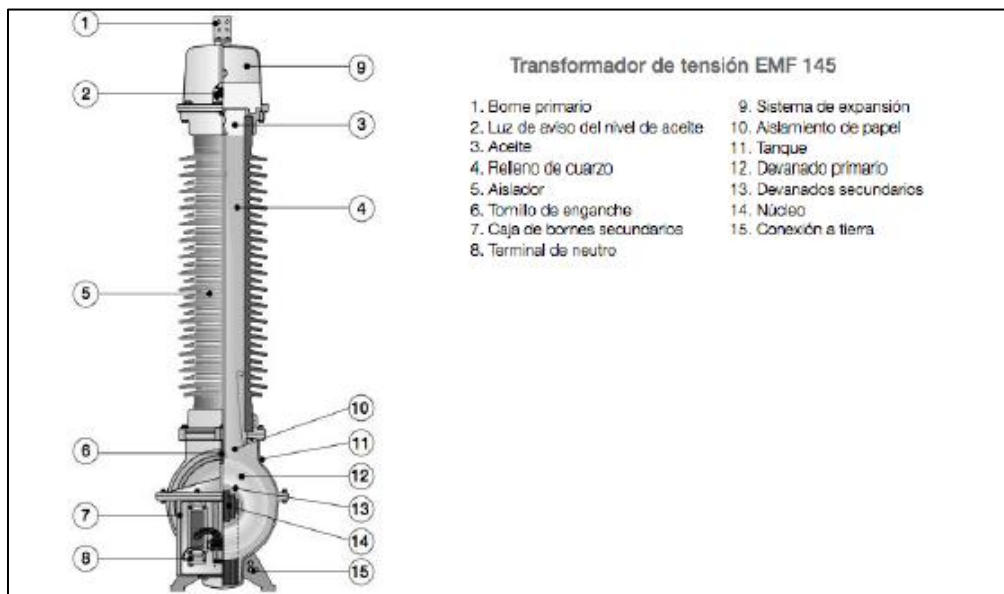
Figura 6: Transformador de Tensión capacitivo para alta tensión.



Fuente: Tomada de [8].

### ➤ Tipos de Transformadores de Tensión

Figura 7: Transformador de tensión inductivo. Modelo EMP 14 de ABB.



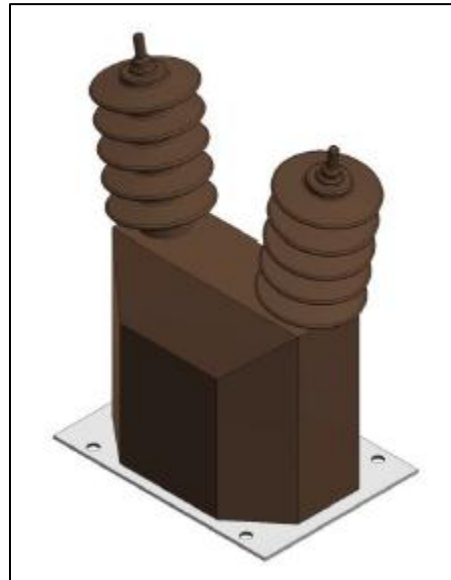
Fuente: Tomada de [9]

Figura 8: Transformador de tensión modelo VCL de ARTECHE.



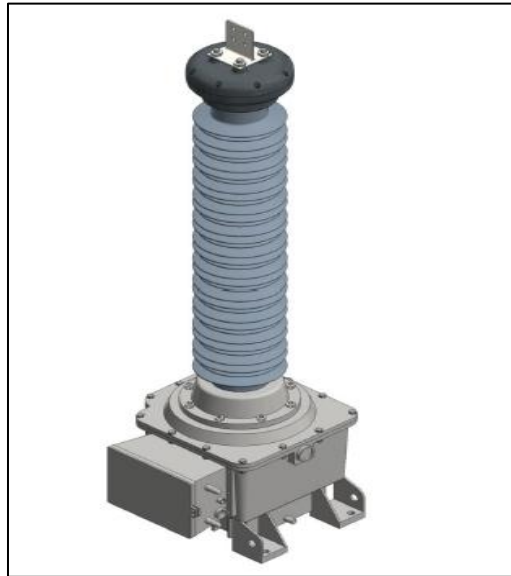
Fuente: Tomada de [10]

Figura 9: Modelo 3D Transformador de Tensión. Basado en Modelo VZF-36 de RITZ.



Fuente: Tomada de [11]

Figura 10: Modelo 3D de Transformador de Tensión Capacitivo, basado en modelo CPA de ABB



Fuente: Tomada de [9]

### ➤ Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente tienen como función:

- Adaptar las corrientes elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medida y los relés de protección.
- Proporcionar aislación a los instrumentos de medida y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia.
- Permitir el uso normalizado para las corrientes nominales de los instrumentos de medida y relés de protección.

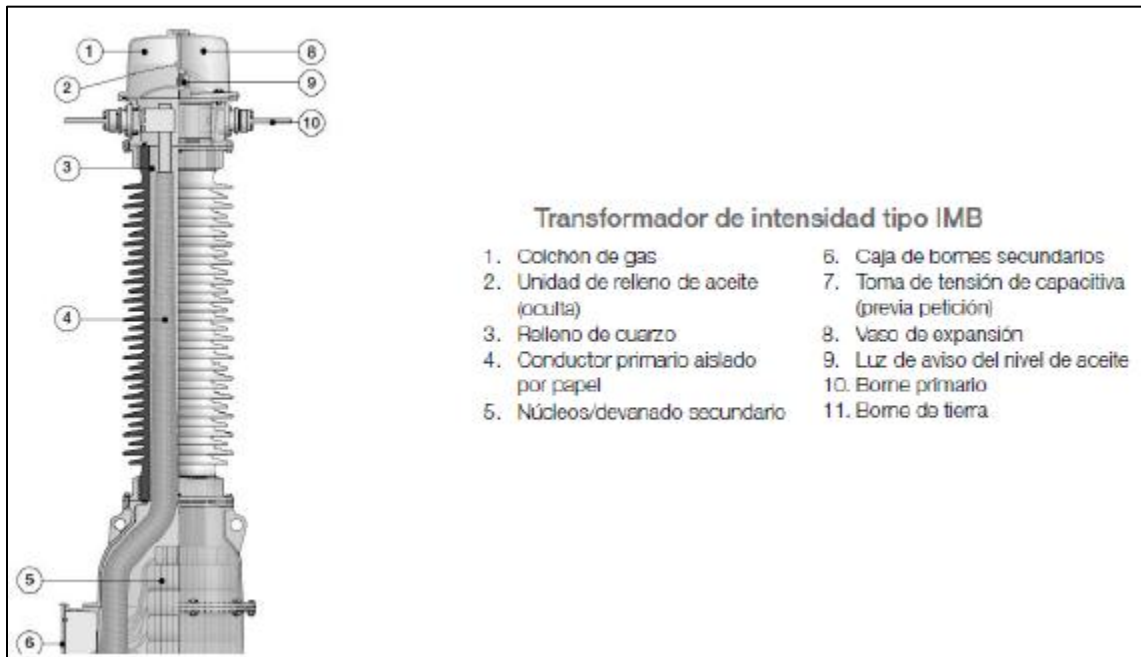
En las figuras mostradas a continuación, se pueden ver diversos tipos de CTS acorde a los distintos niveles de tensión.

Figura 11. Transformadores de Corriente



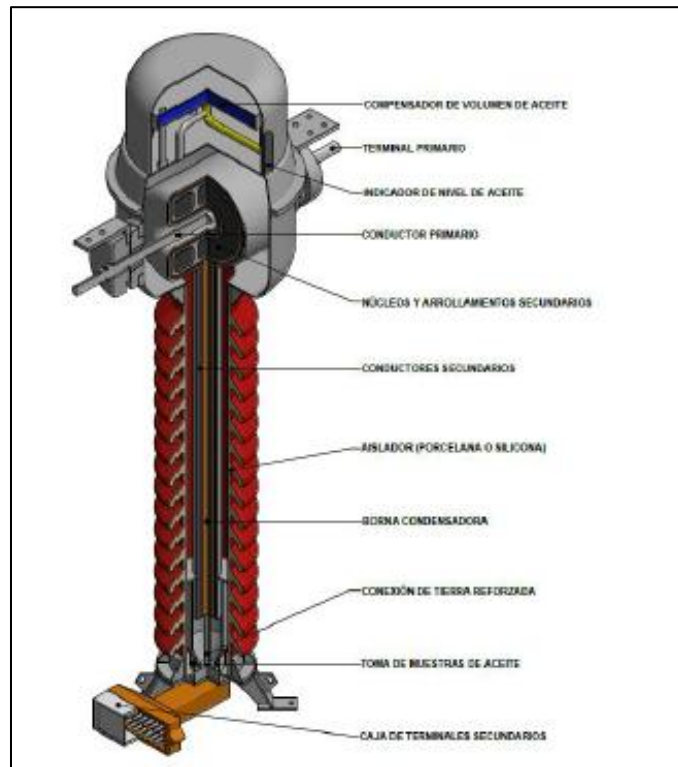
Fuente: Tomada de [12]

Figura 12: Transformador de Intensidad tipo IMB



Fuente: Tomada de [9]

Figura 13: Modelo 3D de Transformador de Corriente para AT. Modelo CA de ARTECHE.



Fuente: Tomada de [10]

Figura 14: Transformador de Corriente encapsulado en resina para MT. Modelo GIFS 36-55 de RITZ



Fuente: Tomada de [11]

### ➤ **Medidor de Energía Eléctrica**

Es un tipo de medidor para medir la energía eléctrica. Recoge el voltaje y corriente de la fuente de energía, convierte la información en salida de pulso (proporcional a la energía eléctrica) y tiene la información visualizada en un registro o un visor digital.

El medidor de energía eléctrica es un aparato que contabiliza la energía en las líneas y redes de corriente alterna, tanto monofásicas y trifásicas.

### **Clasificación de los Medidores**

Existen diferentes tipos de medidores de acuerdo con su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

#### ➤ **De acuerdo con su construcción**

- **Medidores electromecánicos o medidores de inducción**, compuestos por un conversor electromecánico que actúa sobre un disco cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia demandada, provisto de un dispositivo integrador.
- **Medidores electrónicos**, la medición de energía y el registro se hace por medio de un proceso análogo – digital, utilizando un microprocesador y memorias. A su vez de acuerdo con el desempeño deseado, estos medidores se clasifican como:
  - ✓ **Medidores de demanda**: miden y almacenan la energía total y una única demanda en las 24 horas (un solo periodo, una sola tarifa).
  - ✓ **Medidores multitarifa**: Miden y almacenan energía y demanda en diferentes tramos de tiempo en las 24 horas, a los que les corresponde diferenciar tarifas (cuadrantes múltiples). Pueden registrar también la energía reactiva, factor de potencia, y parámetros especiales adicionales.

Para todos los pequeños y medianos consumidores industriales, comerciales y residenciales se instalan medidores electrónicos. Para los grandes consumidores, con el objetivo de facilitar la tarea de medición y control medidor multifuncional con lectura remota.

#### **De acuerdo con la energía que miden:**

- Medidores de energía activa

- Medidores de energía reactiva

**De acuerdo con la conexión a la red:**

- Medidor monofásico bifilar
- Medidor monofásico trifilar
- Medidor trifásico tetrafilar
- Medidor trifásico trifilar

Figura 15: Medidores Electrónicos



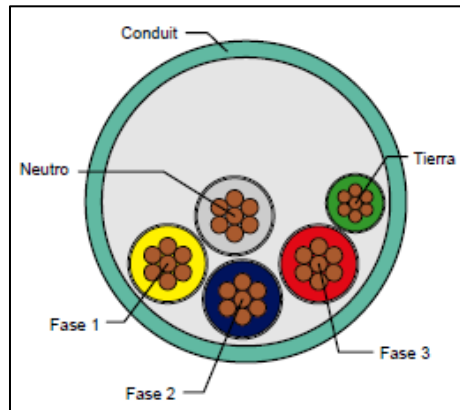
Fuente: Registros fotográficos de una S/E de un RF.

➤ **Conductores**

Los conductores utilizados para la conexión entre los transformadores de medida y los medidores de energía, son fabricados en cobre y aislados para 600 V. Los conductores pueden ser alambre o cable, los calibres más usuales están entre 10 AWG y el 2 AWG, sin embargo, el calibre del conductor dependerá también de la distancia entre los transformadores de medida y el medidor de energía.

La figura 16 ejemplifica una instalación trifásica de conductores.

Figura 16: Instalación Trifásica en conduit.



Fuente: Tomada de [13]

### Panel o Tablero para el Medidor

El panel o tablero que aloja el medidor o los medidores de energía, generalmente se fabrica en lámina Cold Rolled” No.14 MSG, tipo NEMA 3R para uso a la intemperie, a prueba de agua y animales, techo inclinado y con ventilación y drenajes adecuados.

Debe permitir la instalación de sellos como lo muestra la figura 17.

Figura 17. Panel o tablero para medidores de energía eléctrica.



Fuente: Registros fotográficos de una S/E de un RF.



## Bloque de Bornera de Prueba

Es un elemento que permite separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibra in situ los medidores y realizar pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición, debe permitir la instalación de sellos.

Este elemento es fabricado en material dieléctrico tal como policarbonato, entre otros. Ver figura 18.

Figura 18: Bloque de Borneras.



Fuente: Tomada de [6].

## Cargas de Compensación

Corresponden a resistencias instaladas en el circuito secundario de los transformadores de medida con el fin de garantizar que la cargabilidad de estos equipos de medida se encuentre dentro del 25- 100% (Según regulación CREG 038/2014) del burden nominal del transformador. El valor de la carga es expresado en VA aportador por dichas resistencias.

Estas cargas de compensación se deben instalar en paralelo en los transformadores de tensión, de tal forma que su instalación no afecte la exactitud del equipo. Análogo a lo anterior, en los transformadores de corriente se deben instalar las resistencias de compensación en serie; cabe resaltar que cuando se tienen grupos de resistencias para CT's, se pueden agrupar en paralelo y formar series con estas combinaciones.

En la fotografía mostrada a continuación se evidencia un juego de resistencias instaladas en un punto de frontera para compensación de burden de CT's y PT's respectivamente:

*Figura 19. Resistencias de Compensación instaladas en un punto de frontera para CT's.*



Fuente: Registros fotográficos de una S/E de un RF.

*Figura 20: Resistencias de Compensación instaladas en un punto de frontera para PT's*



Fuente: Registros fotográficos de una S/E de un RF.

### **5.1.3. Normas Técnicas para la Fabricación de Medidores de Energía**

En la tabla 3 se recopilan las principales normas técnicas de mayor relevancia, que definen criterios de fabricación, prueba y ensayos de los medidores de energía.

Tabla 3: Normas Técnicas de fabricación de medidores de energía

Norma	Descripción
<b>NTC 4052 / IEC 62053-21.</b>	Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa. (Clases 1 y 2).
<b>NTC 2147/ (IEC 62053-22)</b>	Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía activa Clases 0,2S y 0,5S.
<b>NTC 4569/ IEC 62053-23)</b>	Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía reactiva Clases 2 y 3.
<b>NTC 2288 IEC 62053-11</b>	Equipos de medición de energía eléctrica, medidores electromecánicos de energía activa (Clases 0,5, 1 y 2).
<b>NTC 2148/ IEC 60145</b>	Electrotecnia. Medidores de energía reactiva.
<b>IEC 62055</b>	Electricity Metering. Payment Systems. El sistema de comunicación debe cumplir con los requisitos establecidos en las normas que conforman la serie IEC 62056 o ANSI/IEEE (que aplique) y otras complementarias.

Fuente: Adaptado de [6]

#### 5.1.4. Normas Técnicas para la Fabricación de Transformadores de Medida

En la tabla 4 se recopilan las principales normas técnicas de mayor relevancia, que definen criterios de fabricación, prueba y ensayos de los transformadores de medida.

Tabla 4: Normas Técnicas de fabricación de transformadores de medida.

Norma	Descripción
<b>NTC 2205/IEC 60044-1</b>	Transformadores de medida. Transformadores de corriente.
<b>NTC 2207/IEC 60044-2</b>	Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos.
<b>NTC 4540/IEC 60044-3</b>	Transformadores de medida. Transformadores combinados.
<b>IEC 60044-5</b>	Instrument Transformers. Part 5: Capacitor Voltage Transformers.
<b>IEC 61869-1</b>	Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.

<b>IEC 61869-2</b>	Transformadores de medida. Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad.
<b>IEC 61869-3</b>	Transformadores de medida. Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.
<b>IEC 61869-5</b>	Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
<b>ANSI/IEEE 57.13 / IEEE</b>	Standard for instrument Transformers.

Fuente: Adaptado de [6]

### 5.1.5. Pruebas de Rutina Para Transformadores de Medida

En este apartado se caracteriza a grandes rasgos lo que comprenden las pruebas de rutina que se le deben realizar a los transformadores de medida, acorde a los parámetros establecidos en el Acuerdo 981 del CNO.

Las pruebas de rutina son una serie de ensayos y verificaciones que permiten determinar el **error de relación** de los transformadores de medida, el cual corresponde al error que los transformadores de instrumentos introducen en la medida y que proviene del hecho de que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal. También, estas pruebas permiten determinar el **desplazamiento de fase** en estos equipos.

Las pruebas de rutina, deben ser realizadas por el representante de la frontera o por quien él delegue, con equipos que sean trazables a patrones nacionales o internacionales (parágrafo del artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014).

Dentro de los alcances de las pruebas de rutina para transformadores de tensión y corriente, se encuentran:

- Verificar la marcación de terminales (polaridad y conexionado).
- Determinar el error de relación y desplazamiento de fase.
- Medir la carga o burden del núcleo de medida asociado con el punto de medición de la frontera comercial.

Paralelamente, las intervenciones que implican pruebas de rutina en CT's y PT's son:

- Por traslado físico de un CT ó un PT que se encuentre en funcionamiento y que vaya a ser puesto en servicio.
- Por plan de mantenimiento (artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Para cualquier nivel de tensión, pasados 6 meses desde la fecha de calibración sin entrar en servicio (Anexo 2, literal f de la Resolución CREG

- 038 de 2014).
- Por cambio de relación de transformación de cualquier PT ó CT de una frontera comercial en servicio.
  - Por solicitud de cualquiera de los interesados.

#### 5.1.5.1 Métodos para Ejecución de Pruebas In Situ

Las pruebas de rutina para los transformadores de medición deben realizarse de acuerdo con cualquiera de los métodos indicados a continuación.

El contexto de prueba para efectos del presente documento, consiste en determinar el error en relación y desplazamiento de fase, en dos puntos de operación para el caso de los CT (por ejemplo, el 5% y 120% de In) y un punto de operación para el caso de los PT y compararlos con el LMP<sup>7</sup>.

Durante la realización de la prueba, para cada punto de operación a verificar (por ejemplo el 5% de In en un TC), se deben realizar dos pruebas, siendo el valor final que los represente, su media aritmética.

##### ➤ **Método Directo**

Consiste en la inyección de tensión o corriente a valores nominales por el lado primario de los transformadores de medida. Para el caso de PT inyección de tensión y para los CT, inyección de corriente. El transformador de medida, puede o no, estar energizado.

##### ➤ **Método Indirecto**

Este método se considera cuando no se aplican los valores de inyección definidos para el método Directo (valores nominales) y puede ser desarrollado In Situ de dos formas diferentes: A través de, 1) La utilización de equipos de “Simulación” o, 2) La inyección de magnitudes reducidas por el lado primario del transformador de medición:

**1) Simulación:** Basado en la utilización de equipos de prueba con algoritmos que modelen el funcionamiento de los transformadores de medida para determinar los resultados de las pruebas, haciendo uso de métodos de prueba validados. Los transformadores de medición deben estar desenergizados.

---

<sup>7</sup> Límite Máximo Permisible; definido en el Acuerdo 981 del CON, el cual incluye la incertidumbre asociada con la medición In Situ y el error nominal del CT o PT que por normas viene especificado. El LMP está definido tanto para trafos de tensión como para trafos de intensidad.

**2) Magnitud reducida:** La inyección por el lado primario del transformador de tensión desenergizado, con magnitudes menores a la nominal (magnitud reducida), únicamente y exclusivamente para el caso de transformadores de tensión capacitivos.

### 5.1.5.1 Requerimiento de Carga para el Núcleo de Medida durante la Verificación en PT con Norma IEC/NTC

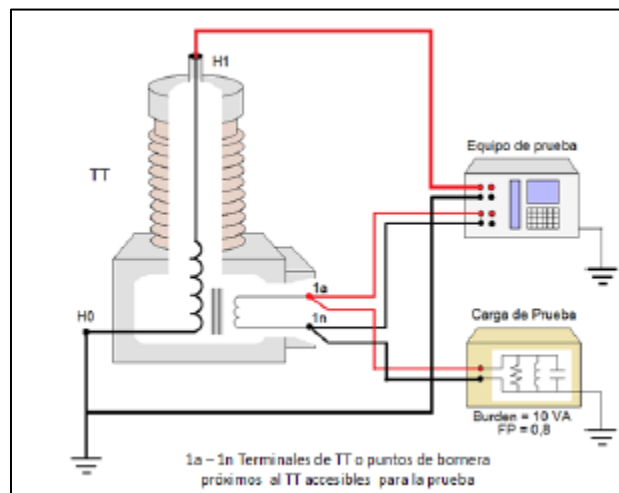
El requerimiento de carga del núcleo de medida del PT en desarrollo de las pruebas para determinar el error de relación y desplazamiento de fase In Situ viene dado por:

Los terminales secundarios asociados con el núcleo de medida de la frontera comercial deberán alimentar la siguiente carga (burden):

- Cualquier valor entre 0% y 100% de la carga nominal con un factor de potencia igual a 1 para el rango de carga I (1,0 VA - 2,5 VA - 5,0 VA - 10 VA)
- Entre 25% y 100% de la carga nominal con un factor de potencia de 0,8 inductivo para el rango de carga II (10 VA - 25 VA - 50 VA -  $\geq 100$  VA)

En la siguiente figura se ilustra el burden necesario que debe tener el núcleo de medida del PT:

Figura 21: Burden requerido para pruebas de rutina en PT's



Fuente: Tomada de [14]

### 5.1.5.2 Medición de Burden o Carga asociado a los PT's IEC/NTC o IEEE/ANSI

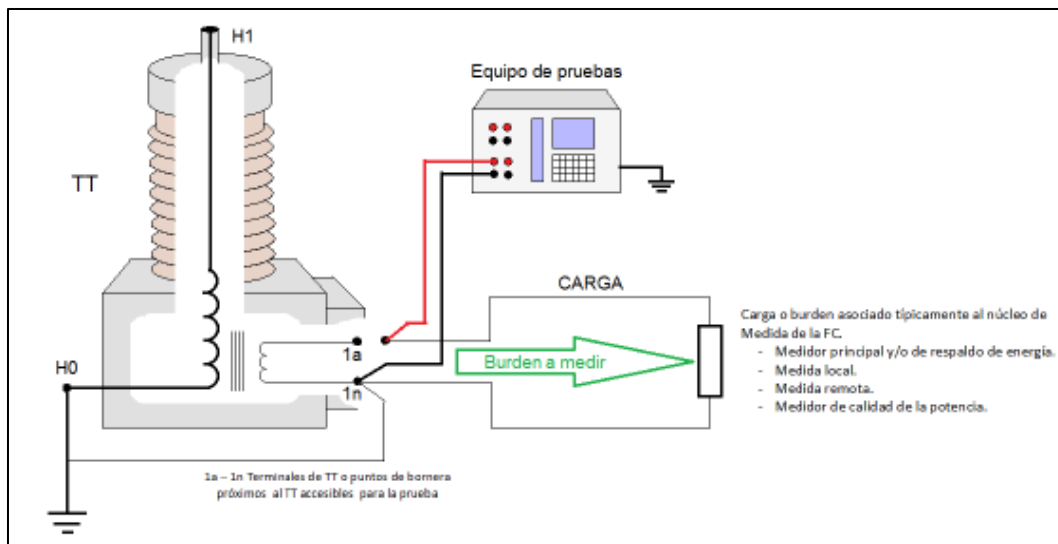
El objeto de esta verificación es determinar la carga asociada (VA) al núcleo de medida utilizado por la frontera comercial y compararlo con el valor nominal del dato de placa de características.

Para determinar si el burden medido se encuentra dentro de los rangos que disponen los lineamientos regulatorios, se usa la siguiente expresión:

$$Carga\ núcleo\ medida\ [\%] = \frac{Valor\ Medido\ Burden\ (VA)}{Valor\ Nominal\ Burden\ (VA)} * 100\ [\%] \quad (1)$$

En la figura 22 se ilustra el burden que se requiere medir.

Figura 22: Medición del burden del núcleo de medida del PT.



Fuente: Tomada de [14]

### 5.1.5.3 Requerimiento de Carga para el Núcleo de Medida durante la Verificación en CT con Norma IEC/NTC

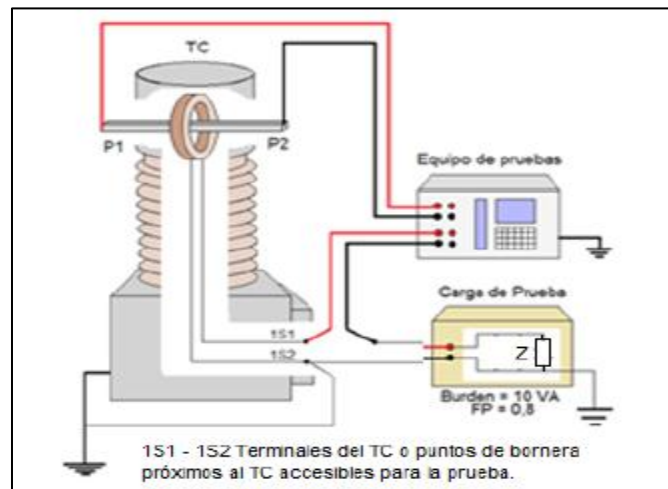
El requerimiento de carga del núcleo de medida del TC en desarrollo de las pruebas para determinar el error de relación y desplazamiento de fase In Situ viene dado por:

Los terminales secundarios asociados con el núcleo de medida de la frontera comercial, deberán alimentar la siguiente carga (burden)

- Cualquier valor entre el 25% y 100% del valor nominal de placa para TC con clase de exactitud 0.1, 0.2, 0.5, 1, 0.2 S y 0.5 S.
- Para todas las clases, la carga (burden) debe tener un factor de potencia de 0.8 inductivo, excepto cuando la carga (burden) sea menor de 5 VA, caso en el cual se debe usar el factor de potencia de 1.0, con un valor mínimo de 1 VA.

En la siguiente figura se ilustra el burden necesario que debe tener el núcleo de medida del CT:

Figura 23: Carga requerida para pruebas de rutina en CT's



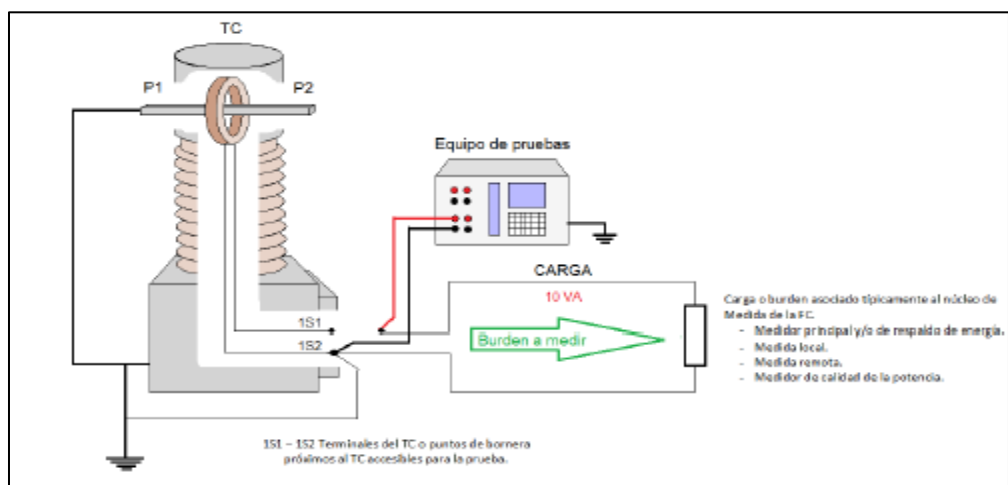
Fuente: Tomada de [14]

#### 5.1.5.4 Medición de Burden o Carga asociado a los CT's IEC/NTC o IEEE/ANSI

Tiene el mismo objeto que la medición de burden para los transformadores de tensión descrito en el numeral 5.1.5.2. En la figura 24 se ilustra el burden que se requiere medir.



Figura 24: Carga que se requiere medir en el núcleo de un CT



Fuente: Tomada de [14]

## 5.2. MARCO LEGAL

El marco legal y normativo en Colombia que engloba el esquema del subsector eléctrico y la cadena productiva de la energía eléctrica están contemplados en la Ley 142 y 143 de 1994.

Siguiendo los preceptos marcados por la Constitución de 1991 que confiere al Estado la dirección general de la economía y para su operación le entrega instrumentos de intervención en la esfera privada y facultades de reglamentación, regulación e inspección, se busca la claridad y transparencia al sistema tarifario de los servicios públicos. Para tal fin, en 1994, la aprobación de la Ley 142 educa e inicia el camino para el establecimiento e implementación de la política pública de regulación definiendo qué espacio concierne a cada SPD (acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, TPBC<sup>8</sup>, telefonía local móvil en el sector rural) y los diferentes modelos tarifarios para cada uno de estos servicios.

En concordancia con lo anterior, la Ley 143 establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

### 5.2.1. Ley 142 de 1994

Los parámetros básicos de verificación de la ley están enmarcados en los siguientes rasgos principales:

- Servicios públicos domiciliarios (SPD).

<sup>8</sup> Telefonía Pública Básica Conmutada.

- Régimen de actos y contratos de las empresas.
- Régimen laboral.
- Régimen tarifario de las empresas de SPD.
- Regulación, control y vigilancia del estado de los servicios públicos.
- Régimen de actos y contratos de las empresas.
- Otras disposiciones (gestión de informes, indicadores y expropiación de servidumbres).

### **5.2.2. Ley 143 de 1994**

La ley 143 establece las condiciones generales que tiene el MEM para establecer un ámbito de franca ley de mercado entre las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliario y el usuario, directamente delega a la CREG para ser autónoma de procedimientos que cumplan el objetivo principal de lo dispuesto en la ley 143 de 1994, algunos aspectos en las que se enmarca la normativa mencionada son:

- Planeación de la expansión.
- De la regulación.
- De la generación de energía eléctrica.
- De la interconexión.
- De la operación del sistema interconectado nacional.
- De las tarifas de acceso y uso de las redes.
- Del régimen económico y tarifario para venta de energía eléctrica.
- De la conservación del medioambiente.
- Del contrato de concesión.

### **5.2.3. Código de Medida**

El Código de Medida establece las condiciones técnicas y procedimientos que se deben tener en cuenta, para efectos de lectura, registro y recolección, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Mayorista de Energía. [15]

El Código sólo trata de los temas de medición para efectos comerciales y no cubre los aspectos de medición para efectos operativos, los cuales se desarrollan en los Códigos de Conexión, Operación y sus respectivos anexos. En el Código se especifican las características que deben cumplir los equipos de medición, de telecomunicaciones y de respaldo asociados, así como los procedimientos de instalación, pruebas, certificación, operación y mantenimiento.

Las normas descritas a continuación deben ser aplicadas en todas las fronteras comerciales del Mercado Mayorista de energía eléctrica, y para ello requiere que todos los agentes las tengan en cuenta en las instalaciones, desarrollos futuros y

efectúen los cambios en las existentes, con el objeto de lograr su cumplimiento.  
[16]

### **Antecedentes del Código de Medida**

En la tabla 5 se realizó una recopilación de las resoluciones antecesoras del código de medida y a los temas pertinentes con el registro de los flujos de energía que se dan en los diferentes puntos de frontera.

### **Actualizaciones del Código de Medida**

Con el fin de garantizar los principios de calidad y eficiencia a los que se sujeta la prestación del servicio de energía eléctrica, se realizaron una serie de modificaciones al código de Medida con el objeto de que las mediciones sean exactas y confiables, acorde también con las capacidades tecnológicas actuales.

En la tabla 6 se observan las actualizaciones elaboradas en cada una de las resoluciones estipuladas por la CREG.

Adicional a la tabla 6, en la tabla 7 se muestra un paralelo entre el inicio del código de medida (Anexo CM CREG 025/1995) y las actualizaciones que tuvieron lugar en la CREG 038/2014).

Los aspectos que se relacionan en la tabla 7 son los siguientes:

- Características de Equipos
- Disposiciones de Equipos Existentes
- Registro y comunicación
- Ensayos y mantenimiento
- Centro de recolección de datos.

### **Circulares CREG**

Las circulares emitidas por la CREG, son documentos para comunicar un tema específico e idéntico, que argumenta una resolución emitida por dicha entidad y va dirigida al público en cuestión. Por tanto, en la tabla 8 se agrupó las principales circulares que fueron emitidas para dar soporte a la resolución CREG 038/2014.

### **Acuerdos Consejo Nacional de Operación**

De igual forma, los acuerdos del C.N.O relacionados con el código de medida fueron creados para acordar aspectos técnicos contenidos en la resolución CREG 038/2014.

En la tabla 9 se evidencia los acuerdos publicados desde la fecha de la divulgación del nuevo código de medida hasta las últimas actualizaciones que se le han realizado.

Tabla 5: Actualizaciones CREG al código de medida

ANTECEDENTES DEL CÓDIGO DE MEDIDA				
Número	Año	Fecha Entrada Vigencia	Descripción	Tema De Interés
025	1995	13/07/1995	Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.	Anterior código de medida
001	1999	08/01/1999	Se aprobó la modificación del número de elementos requeridos en los sistemas de medición de las FC.	Número de elementos de SM
019	1999	13/05/1999	Se estableció el plazo máximo para adecuar los PT's y CT's de los sistemas de medición de energía que se encontraban instalados en la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 025 de 1995, a los requisitos establecidos en el Código de Medida contenido en esa resolución.	Plazo máximo para adecuar PT's y CT's
108	1997	03/07/1997	Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones.	Normas sobre medición individual- Determinación consumo facturable
225	1997	15/12/1997	Por la cual se establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.	Servicios complementarios asociados a la conexión
070	1998	28/05/1998	Por la cual se establece el reglamento de Distribución de Energía Eléctrica como parte del Reglamento de Operación del SIN.	Condiciones aplicables a la medida entre comercializadores-usuarios-OR
006	2003	12/02/2003	Por la cual se adoptan las normas sobre registro de fronteras comerciales y contratos, suministro y reporte de información, y liquidación de transacciones comerciales, en el Mercado de Energía Mayorista.	Modificación Procedimiento ante fallas en equipos de SM
157	2011	01/03/2012	Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía a largo plazo, y se adoptan otras disposiciones.	Registro de FC y Contratos a Largo Plazo
156	2011	01/03/2012	Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.	Reglamento de comercialización

Fuente:

Autor

Tabla 6: Actualizaciones al código de medida.

ACTUALIZACIONES AL CÓDIGO DE MEDIDA				
Número	Año	Fecha Entrada Vigencia	Descripción	Tema De Interés
038	2014	14/05/2014	Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.	Código de medida
047	2016	20/04/2016	Por la cual se modifica un plazo de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecen otras disposiciones.	Plazo para pruebas de rutina
058	2016	10/05/2016	Por la cual se modifica un plazo de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecen otras disposiciones.	Plazo para pruebas de rutina
069	2016	23/05/2016	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se modifica el artículo 9 de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecen otras disposiciones”.	Proyectos en construcción
128	2016	15/09/2016	Por la cual se establecen reglas en el Código de Medida para proyectos en etapa de construcción y se establecen otras disposiciones.	Proyectos en construcción y tiempo verificación
033	2019	24/04/2019	Por la cual se modifica parcialmente las resoluciones CREG 157/2011 y 038/2014. En la CREG 038/2014 se adiciona el anexo 11 que habla sobre tratamiento de fronteras con causal de cancelación.	Adición Anexo 11 a la CREG 038/2014

Fuente: Autor

Tabla 7: Cuadro comparativo entre CREG 025/1995 y CREG 038/2014.

Aspecto A comparar	CREG 025/1995				CREG 038/2014					Observación																									
Características de Equipos	Instalación	Clase de Exactitud CTS	Clase de Exactitud PTS	Índice de Clase de Medidor	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de puntos de medición</th> <th>Índice de clase para medidores de energía activa</th> <th>Índice de clase para medidores de energía reactiva</th> <th>Clase de exactitud para CT's</th> <th>Clase de exactitud para PT's</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>0,2 S</td> <td>2</td> <td>0,2 S</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>2 y 3</td> <td>0,5 S</td> <td>2</td> <td>0,5 S</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>0,5</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>1 ó 2</td> <td>2 ó 3</td> <td>--</td> <td>--</td> </tr> </tbody> </table>	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 CT's	Clase de exactitud para PT's	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	--	--					La clasificación cambia de nivel de tensión a capacidad de carga y capacidad de transferencia de energía
	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 CT's		Clase de exactitud para PT's																													
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	--	--																															
Fronteras con tensiones $\geq$ a 110KV o transferencias medias horarias $\geq$ a 20 MWh	0.2	0.2	0.2																																
Fronteras con tensiones $<$ a 110KV o transferencias medias horarias $<$ a 20 MWh	0.5	0.5	0.5						Se exige certificación de conformidad de producto para todos los elementos que integran el equipo de medición de las fronteras.																										
Disposiciones para los equipos existentes	<p>Los Pts. y Cts actualmente instalados se admiten con carácter de excepción. Solamente se exigirá su reemplazo cuando sea necesario hacerlo por deterioro, pérdida de clase, para lo cual se deberán cumplir las características de clase especificadas en el ítem anterior. De igual forma, los equipos nuevos o sustituciones deberán cumplir con los requisitos ya mencionados.</p>									<p><b>Artículo 10.</b> Certificación de conformidad de producto para los elementos del SM: a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución los elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidor de energía activa- reactiva</li> <li>• Medidor de respaldo</li> <li>• CT's y PT's</li> <li>• Cableado entre los trafos de medida y medidores</li> <li>• Panel o caja de seguridad para medidor y registro de datos</li> <li>• Bloque de bornera de pruebas</li> </ul>																									
	El sistema de medición comercial podrá								de los nuevos SM y de aquellos que se adicionen o remplacen en los SM existentes, deben contar con un certificado de conformidad																										



	<p>compartir los bobinados de los transformadores de medición con el equipo de medición existente, siempre y cuando la carga total no supere su potencia de exactitud, definida según las normas indicadas anteriormente. Esta situación es válida hasta tanto se requiera el reemplazo de los mismos en virtud de lo expresado en el párrafo anterior.</p>	<p>de producto expedido por una entidad acreditada por el ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia).</p> <p>En caso de no contar con el documento mencionado en este artículo, para los SM que se encuentren existentes a la entrada en vigencia del código, se debe asegurar:  Calibración de medidores activa-reactiva y de respaldo dentro de los 18 meses posteriores a la entrada del nuevo código.  Realización de pruebas de rutina para CT's y PT's en un plazo no mayor a 42 meses (plazo modificado por la CREG 058/2016) siguientes de entrada en vigencia de la presente resolución.</p>	
<p>Registro y Comunicación</p>	<p>Los contadores principales de cada F.C deberán disponer de registradores para la energía activa como reactiva, para obtener y almacenar permanentemente los valores de dicha energía.</p> <p><b>Lectura de Medidores:</b> El procedimiento normal de lectura se hará en forma remota, mediante:  la utilización de canales de redes telefónicas conmutada privada o pública la red digital de las empresas del SIN.  Para ello, el equipo estará dotado de un módem de datos y la programación necesaria para la comunicación, con el grado de protección y confiabilidad requerido. Adicionalmente, dispondrá de la posibilidad de extracción local de la información en papel y en medio</p>	<p><b>Artículo 15.</b> Registro y Lectura de la Información:  Las F.C con reporte al ASIC deben contar con medidores de energía activa-reactiva de tal manera que permitan el registro horario de los flujos de energía en el primer minuto de cada hora y con los equipos necesarios para realizar la lectura, interrogación y reporte de la información en los siguientes términos:</p> <p>los medidores deben contar con un dispositivo de intercambio de información que permita descarga local de mediciones realizadas y de parámetros configurados en el medidor, además de un <b>sistema de visualización</b> de las cantidades registradas, así como, la fecha y hora. El sistema de visualización puede o no estar integrado a los medidores.  La configuración de los <b>parámetros del</b></p>	<p>Se especifica tiempos más exactos, calidad de captura de datos y se integra el Centro de Gestión de la Medida (CGM) para interrogación en tiempo real a los medidores para conocer los parámetros generales de medición y consumo</p>

	<p>magnético (discos). Como referencia de tiempo los registradores utilizarán una base de tiempo propia, previéndose la disponibilidad de sincronización externa remota de los mismos desde el CND. Ésta última es aplicable a los registradores que reciben pulsos de emisores externos.</p> <p>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.</p> <p>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. Con base en tales valores se realizará la liquidación de transacciones comerciales de energía.</p>	<p><b>medidor principal y del medidor de respaldo debe ser la misma.</b></p> <p>Procedimiento de interrogación remota de medidores, el procesamiento y consolidación de las lecturas en las bases de datos de los CGM y el reporte de las lecturas al ASIC debe realizarse de manera automática.</p> <p>El almacenamiento de datos registrados en los medidores, principal y de respaldo, debe ser como mínimo de 30 días con intervalo de lectura cada 60 min.</p> <p>El RF debe almacenar los datos registrados por los medidores, principal y de respaldo, al menos por los (2) años inmediatamente anteriores al día de la lectura. La información debe estar disponible para su comprobación por parte de las autoridades competentes y por quien realice las verificaciones de que trata esta resolución.</p> <p>para la determinación del consumo o transferencia de energía en una F.C no se permite realizar balances a partir de lecturas realizadas en otras fronteras, salvo los casos señalados en la regulación.</p>	
<p>Ensayos y Mantenimiento</p>	<p>El propietario de los equipos deberá realizar el control rutinario, calibración y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia en el tiempo de los</p>	<p><b>Artículo 23.</b> Verificación inicial del sistema de medición.</p> <p><b>Artículo 24.</b> Procedimiento técnico de verificación de los sistemas de medición.</p> <p><b>Artículo 25.</b> Firmas de verificación.</p>	<p>Se contempla desde la verificación inicial hasta visitas periódicas y</p>

	<p>parámetros especificados en este código.</p> <p>Toda intervención programada sobre componentes de la cadena de medición, requerirá la notificación del propietario de los equipos al CND y a las partes interesadas con 7 días de anticipación. En caso de intervenciones de emergencia la notificación será realizada de inmediato, y las verificaciones de requerirse serán realizadas a posteriori, con la participación de los interesados.</p>	<p><b>Artículo 26.</b> Verificación de los requisitos técnicos por parte del operador de red o el transmisor nacional.</p> <p><b>Artículo 27.</b> Sellado de los elementos del sistema de medición.</p> <p><b>Artículo 28.</b> Mantenimiento del sistema de medición. (mto entre 2 a 10 años dependiendo de la clasificación del punto de medición).</p> <p><b>Artículo 30.</b> Hoja de vida del sistema de medición. Artículo 31. Verificación extraordinaria.</p>	<p>mantenimientos a equipos con tiempos definidos adoptando HV que permitan realizar comparativos de uso y seguimiento continuo, así como la idoneidad en el personal que verifica los equipos</p>
<p>Centro de Recolección de Datos</p>	<p>Los propietarios de los equipos de medida podrán constituir centros de recolección (CR) para concentrar lecturas de sus contadores y de otros agentes.</p> <p>Los CRS permiten también el envío de lecturas consolidadas al CND.</p> <p>El propietario de un CR podrá prestar servicio de recolección y envío de contadores al CND para otros agentes de la zona.</p> <p>Cada uno de los CRS remitirá al CND, según formatos y protocolos normalizados de dominio público, la totalidad de la información, mediante procedimientos automáticos y/o manuales.</p>	<p><b>Artículo 18.</b> Centro de gestión de medidas, CGM:</p> <p>El RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las F.C de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.</p> <p>Un CGM puede ser constituido por un RF o por terceros y prestar sus servicios a varios RF.</p> <p>Además de las funciones ya señaladas, el CGM empleado por el representante de la frontera debe realizar las establecidas en el anexo 3 de la presente resolución.</p>	<p>Se adopta un centro de gestión de la medida el cual puede ser propio o de diseño de terceros para la interrogación, así como la seguridad de la transmisión de datos para evitar las posibles desviaciones por agentes externos al mercado.</p>

Fuente: Autor

Tabla 8: Circulares CREG

CIRCULARES CREG				
Número	Año	Fecha Entrada Vigencia	Descripción	Tema De Interés
082	2014	03/10/2014	Se hacen públicos los documentos elaborados por el CAC (Acta revisión y/o instalación medición de energía, diagrama flujo de la verificación e informe verificación instructivo)	Propuesta sobre formatos publicados
097	2014	13/11/2014	Se presenta la propuesta de Hoja de vida para los sistemas de medición, elaborada por el Comité Asesor de Comercialización, CAC.	Propuesta Hoja de Vida para SM
098	2014	13/11/2014	Hace públicos los siguientes documentos elaborados por el CAC: Acta revisión y/o instalación medición de energía, diagrama flujo de la verificación, informe verificación instructivo, guía de funcionalidad de documentos y respuestas a comentarios recibidos a la Circular CREG 082 de 2014	Formato de documentos - Verificación
119	2014	23/12/2014	Hace públicos los siguientes documentos elaborados por el CAC: Hoja de Vida, compilación comentarios y respuestas a la Circular 097	HV- Comentarios- Respuestas de circular 097
041	2015	15/04/2015	Hace público los indicadores definidos por el CAC para hacer seguimiento a las nuevas funciones que debe realizar el ASIC en cumplimiento del Código	Propuesta de Indicadores por el CAC
049	2015	24/04/2015	Hace público el documento "Informe Anual de Operación de los CGM" preparado por el Comité asesor de comercialización, CAC.	Informe anual del CGM
054	2015	13/05/2015	Hace públicos los siguientes documentos elaborados por el Comité Asesor de Comercialización, CAC: Indicadores del ASIC y compilación de comentarios y respuestas a las comunicaciones recibidas sobre la Circular CREG 041 de 2015	Indicadores

Fuente: Autor

NÚMERO	AÑO	FECHA ENTRADA VIGENCIA	DESCRIPCIÓN	TEMA DE INTERÉS
700	2014	16/09/2014	Por el cual se modifica el procedimiento para la utilización y actualización de curvas típicas de carga cuando el ASIC no tiene información de lecturas. Sustituye al acuerdo 094 del 2000.	Estimación de lecturas
701	2014	16/09/2014	Por el cual se aprueba el 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"	Seguridad en transmisión de lecturas
722	2015	15/01/2015	Por el cual se aprueba el documento de "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente de medición"	Pruebas de rutina
805	2015	12/11/2015	Por el cual se suspende la realización de las pruebas de rutina piloto del Acuerdo 722 de 2015	Suspensión Pruebas de Rutina por tipo de punto de medición
877	2016	20/05/2016	Por el cual se aprueba el procedimiento de reporte del plan de pruebas de rutina de los transformadores de medida de los representantes de fronteras comerciales.	Plan de pruebas de rutina
887	2016	07/07/2016	Por el cual se aprueba la modificación del documento de "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo de los procedimientos de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente"	Pruebas de rutina - Definitivo
1004	2017	11/08/2017	Sustituye al acuerdo 701 del 2014, por el cual se aprueba el documento de "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"	Modificación Seguridad en transmisión de lecturas
981	2017	12/06/2017	Se aprueba la modificación del documento de "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo de los procedimientos de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente". Sustituye al acuerdo 887 de 2016.	Pruebas de Rutina-calibración de medidores
1043	2018	26/02/2018	Sustituye al acuerdo 1004 del 2017, por el cual se aprueba el documento "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"	Modificación a Ciberseguridad en las Lecturas

Tabla 9: Acuerdos del C.N.O

Fuente: Autor

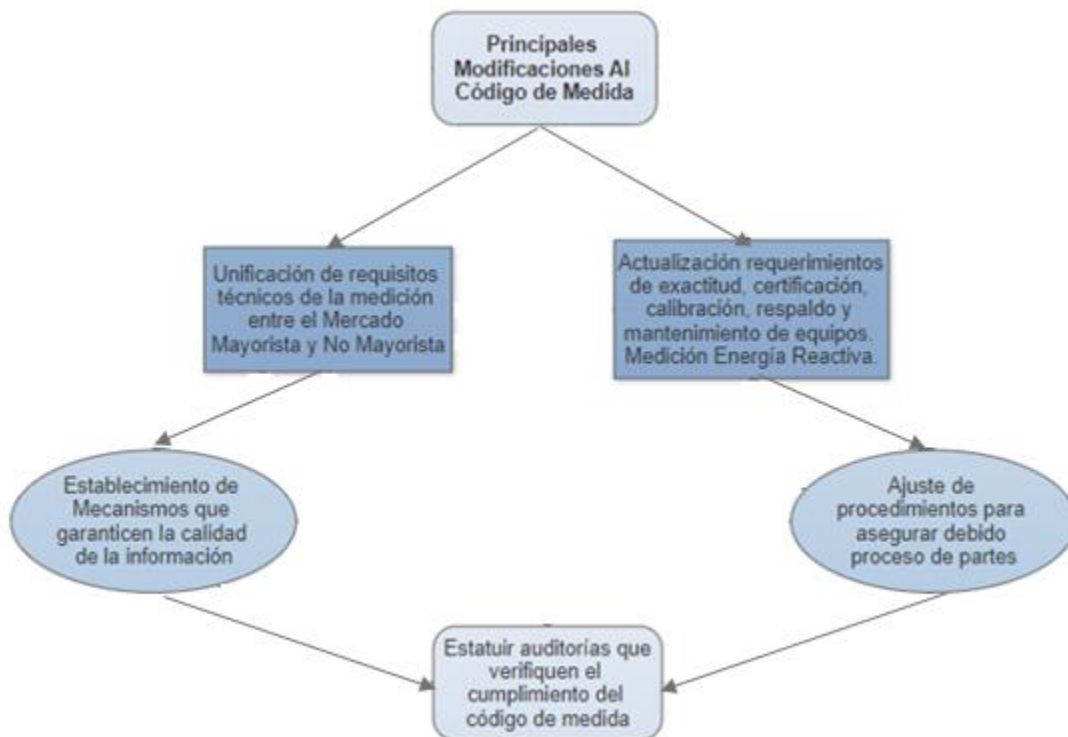
#### 5.2.4. Resolución CREG 038/2014

El Código de Medida se desarrolla con base en los principios de eficiencia, adaptabilidad y neutralidad de la prestación del servicio de energía eléctrica establecidos por las leyes 142 y 143 de 1994. [3]

La Resolución CREG 038 de 2014 modificó el Código de Medida establecido en la resolución CREG 025 de 1995 para actualización a tecnologías de uso actuales; se puede evidenciar que en definitiva se dio la importancia a las condiciones del mercado eléctrico nacional. Un claro ejemplo es la consolidación del documento final CREG 038, si se realiza un comparativo (ver Anexo 4) entre los dos textos se observa un cambio radical en forma y fondo; inicialmente se diseñó un documento en el cual se compilan los parámetros en un concepto general de seis literales con un único anexo, ahora los parámetros se contemplan en cuarenta y siete artículos más diez anexos, implicando un nivel de detalle exitoso y puntual, lo cual garantiza alto nivel de percepción.

Las principales modificaciones que se le hicieron al código de medida se encuentran condensadas en la siguiente figura:


Figura 25: Esquema de las modificaciones principales al código de medida.



Fuente: Autor

A continuación, se muestra un análisis detallado de la mencionada resolución en la siguiente tabla, en la cual se toma en cuenta la mayoría de los artículos que conforman la resolución CREG 038/2014 y con su respectivo impacto e incluso acciones que genera cada uno de los aspectos que plantea el nuevo código de medida.

Tabla 10: Impacto de cada artículo de la CREG 038/2014

ARTÍCULO			EFEECTO- ACCIONES																	
<b>Art. 3 REPRESENTANTE DE FRONTERA- RF</b> Corresponde al agente cuyo nombre aparece registrada la Frontera en el ASIC. Para fronteras de comercialización es el Comercializador y para las demás se puede observar la <b>Tabla 2</b> del presente trabajo para tener claridad de los distintos RF que existen.																				
<b>Art. 4 RESPONSABILIDADES DEL RF</b> Asegurar el cumplimiento del Código Medida. El RF debe adoptar los mecanismos para que se cumpla con los requisitos del código.			Establece responsabilidad del RF por evaluación y definición de mecanismos para asegurar el cumplimiento del Código por parte de los Usuarios																	
<b>Art. 5 PROPIEDAD SISTEMA MEDICIÓN</b> Corresponde a las partes determinar la propiedad de los elementos del sistema de medición. Conforme a los Art 144 y 145 de Ley 142 en el Contrato de Servicios se podrá exigir al usuario la compra de equipos necesarios para la medición			Cambia el mecanismo de propiedad del sistema de medida. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ratificar política sobre propiedad equipos.</li> <li>• Analizar posible exigencia en contratos sobre compra de equipos.</li> </ul>																	
<b>Art. 6 TIPOS DE PUNTO DE MEDICIÓN</b> Se definen tipos 1, 2, 3, 4 y 5 en función del consumo medio mes (Últimos 12 meses) o proyecciones para nuevas fronteras y la Capacidad Instalada:			Cambia clasificación de frontera por demanda y potencia de consumo y no por nivel de tensión de la medida. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipificar Fronteras según puntos de medición definidos.</li> <li>• Consultar XM sobre la periodicidad de verificación</li> </ul>																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de puntos de medición</th> <th>Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]</th> <th>Capacidad Instalada, CI, [MVA]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td><math>C \geq 15.000</math></td> <td><math>CI \geq 30</math></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td><math>15.000 &gt; C \geq 500</math></td> <td><math>30 &gt; CI \geq 1</math></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td><math>500 &gt; C \geq 50</math></td> <td><math>1 &gt; CI \geq 0,1</math></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td><math>50 &gt; C \geq 5</math></td> <td><math>0,1 &gt; CI \geq 0,01</math></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td><math>C &lt; 5</math></td> <td><math>CI &lt; 0,01</math></td> </tr> </tbody> </table>	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	$C < 5$	$CI < 0,01$	
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	$C < 5$	$CI < 0,01$																		
 Ante cambios en la capacidad instalada se debe evaluar de nuevo el tipo y realizar los ajustes del caso y actualizar registro ante el ASIC																				
<b>Art. 7 COMPONENTES SISTEMA DE MEDIDA</b> Se definen los componentes del SM en el anexo 1 de la			Los sistemas de medición se componen de todos o de algunos																	



<p>resolución en cuestión, los cuales son:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) 1 medidor de energía activa y reactiva</li> <li>b) 1 medidor de respaldo</li> <li>c) CT's y PT's.</li> <li>d) Conductores de señal de tensión y corriente entre los trafos de medida y los medidores.</li> <li>e) Panel o caja de seguridad para medidor y registro de datos</li> <li>f) Cargas para compensación de burden (si se requiere)</li> <li>g) Sistema de almacenamiento de datos</li> <li>h) Dispositivos de interfaz de comunicación</li> <li>i) Esquemas de seguridad y monitoreo para equipos del SM</li> <li>j) Bloque de bornera de pruebas</li> </ol>	<p>de los elementos que se listan en el artículo 7, algunos de los cuales pueden o no estar integrados al medidor.</p>
<p><b>Art. 8 REQUISITOS GENERALES SISTEMAS DE MEDICIÓN</b>  Las características deben corresponder con el tipo de frontera.</p> <p>Los elementos deben contar con certificado de CONFORMIDAD DE PRODUCTO. Los medidores deben registrar kWh y kVarh. La resolución de las mediciones debe ser como mínimo 0,01  Literales b), c), d), e), f) o g).</p>	<p>Establece parámetros de registro y características de medidores.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar los medidores con registro en pulsos y reemplazar en caso de no permitir parametrización en energía.</li> <li>• Identificar medidores con resolución inferior a 0,01 y realizar de nuevo una parametrización.</li> </ul>
<p><b>Art. 9 REQUISITOS DE EXACTITUD</b>  Se define para cada tipo de punto de medición, los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo. El cálculo de este último debe estar documentado para cada sistema de medición y reposar en la respectiva hoja de vida. <b>Ver tabla de requisitos de exactitud del anexo 3.</b></p>	<p>Cambia requerimientos de precisión con base en puntos de medida establecido en Artículo 6.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar el cumplimiento de los requisitos de exactitud del Código para nuevas fronteras y modificaciones o adiciones a las actuales.</li> <li>• Informar a Clientes de las nuevas exigencias.</li> <li>• Definir procedimiento de cálculo del error máximo.</li> <li>• Calcular, documentar y registrar en HV error en nuevas fronteras.</li> </ul>
<p><b>Art. 10 CERTIFICACIÓN DE CONFORMIDAD DEL PRODUCTO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Se deberá contar con CCP para los elementos listados en el artículo 7 de a) a f) y j).</li> <li>✓ Para nuevos, adiciones y reemplazos de forma instantánea a la adquisición del producto.</li> <li>✓ Para existentes se debe tener certificados de conformidad (Ver 4 opciones que trata el artículo en la resolución) o en su defecto: para a) y b) se debe calibrar medidores en 18M, para c), realizar pruebas en 42M y para d), e) y j) reemplazar si se considera necesario. Todo debe ir consignado en</li> </ul>	<p>Incrementa las exigencias de los componentes del sistema de medición.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar que a partir de la fecha compra de medidores incluya CCP.</li> <li>• Analizar fronteras para determinar de cuales CCP se dispone, documentar y archivar.</li> <li>• Realizar plan para obtener CCP no disponibles y Plan</li> </ul>



<p>la HV.</p>	<p>de realización de calibraciones medidores (18M) y pruebas trafos (42M).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registrar resultados en HOJA de VIDA.</li> </ul>
<p><b>Art. 11 CALIBRACIÓN DE ELEMENTOS</b>  Los medidores de activa, reactiva y trafos deben someterse calibración antes de su puesta en servicio y deben ser calibrados por laboratorios acreditados por el ONAC. Las vigencias de los certificados de calibración son 12M para medidores estáticos y 18M para trafos. Se deben seguir las reglas del ANEXO 2 de la CREG 038/2014.</p>	<p>Cambia la vigencia de certificados calibración:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 Meses (12M): Medidores estado sólido o estáticos.</li> <li>• 18 Meses (18 M): Transformadores de medida.</li> </ul>
<p><b>Art. 12 MEDIDORES DE REACTIVA</b>  En fronteras de generación, STN o en nivel de tensión mayor a 57,5 kV se deben instalar medidores de Reactiva bidireccionales. Las fronteras que no cumplan se deben adecuar en 24M</p>	<p>Integración de medidores de energía reactiva bidireccionales para ciertos tipos de frontera que establece la regulación y que pueden hacer parte del medidor de energía activa.</p>
<p><b>Art. 13 MEDIDORES DE RESPALDO</b>  Las fronteras de Generación, STN y las Tipo 1 y 2 deben contar con Medidor de RESPALDO. Se deben poder interrogar de forma separada el medidor Principal y el de Respaldo. Las fronteras que no cumplan se deben adecuar en 24M.</p>	<p>Incrementa requerimientos de medidores de respaldo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definir plan para instalación de Medidor de Respaldo en Fronteras tipo 1 y 2 (plazo 24M).</li> </ul>
<p><b>Art. 14 OTROS MEDIDORES</b>  Los OR o el Transmisor Nacional pueden instalar medidores adicionales para verificación (de consumos o transferencias de energía registrados), siempre y cuando no se afecten las características técnicas del SM. Estos equipos deben cumplir con el código y sus costos deben ser asumidos por el agente que los instale.</p>	<p>Flexibilidad de instalación de medidores adicionales para efectos de balance de flujos de energía que el operador de red requiera, con la restricción de ajustar las especificaciones técnicas de los medidores a los lineamientos del código de medida.</p>
<p><b>Art. 15 REGISTRO Y LECTURA DE INFORMACIÓN</b>  Los medidores deben permitir como mínimo registro horario, disponer de dispositivos para descarga local y visualizador de cantidades, hora y fecha. Medidor principal y respaldo deben tener la misma configuración. Se deben almacenar lecturas por 2 años. No se permiten reportes a partir de balances. Las fronteras que no cumplan se deben adecuar en 24M.  Se deben considerar los términos descritos en los literales a), b), c), d), e), f) o h) de la resolución.</p>	<p>Modifica requerimientos y plazos para registro, lectura y reporte de información.</p> <p>Define prohibición de reporte al ASIC con base en estimaciones de balances de red.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar y reemplazar medidores que no permitan descarga de datos en sitio</li> <li>• Verificar visualización en Sitio (Cantidades, fecha y hora).</li> <li>• Automatizar reportes al ASIC</li> </ul>
<p><b>Art. 16 SINCRONIZACIÓN DEL RELOJ</b></p>	<p>Establece límites a desfase en</p>

<p>Se definen los desfases máximos permitidos por tipo de punto de medición (ver tabla a continuación). Exige posibilidad de sincronización remota. Las fronteras que no cumplan se deben adecuar en 24M</p> <table border="1" data-bbox="316 342 829 516"> <thead> <tr> <th>Tipo de Punto de Medición</th> <th>Máximo desfase permitido (segundos)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 y 2</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>3, 4 y 5</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo de Punto de Medición	Máximo desfase permitido (segundos)	1 y 2	30	3, 4 y 5	60	<p>hora de registro de medidores.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar la disponibilidad de sincronización remota de todas las fronteras.</li> <li>• Validar disponibilidad de sincronización automática del reloj.</li> <li>• Identificar y reemplazar medidores que no permitan ajuste remoto de reloj.</li> <li>• Elaborar plan de ajuste en 24M</li> </ul>
Tipo de Punto de Medición	Máximo desfase permitido (segundos)						
1 y 2	30						
3, 4 y 5	60						
<p><b>Art. 17. PROTECCIÓN DE DATOS</b> Exige los siguientes mecanismos de protección de datos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Almacenamiento de lecturas y parámetros en memoria no volátil;</li> <li>✓ Dos niveles de acceso (Lectura y Configuración) con contraseña para cada usuario</li> <li>✓ Administrar lista de usuarios, contraseñas y niveles de acceso otorgados</li> <li>✓ Mantener registro de accesos Nivel 2 en la HV</li> <li>✓ Contar con niveles de acceso para consulta y mantener logs de registro en las bases de datos de lecturas</li> </ul> <p>Ante cambios de RF se debe entregar información de usuarios y contraseñas, registro de accesos Nivel 2 y la configuración del medidor, esto en no más de 5 días hábiles. Las adecuaciones se deben hacer en 24M. El CNO definirá en 4M las condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de información RF-CGM-ASIC.</p>	<p>Establece mecanismos y exigencias en materia de protocolos y seguridad informática del registro de datos de medidores.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar un análisis completo sobre las exigencias de seguridad contenidas y las que defina el CNO en 4M.</li> <li>• Definir plan de trabajo.</li> </ul>						
<p><b>Art. 18. CENTRO DE GESTION DE MEDIDA (CGM)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El RF debe emplear un CGM para todo el proceso. Se definen las funciones adicionales del CGM en ANEXO 3 de la presente resolución.</li> <li>✓ El CGM debe mantener documentados los procedimientos.</li> <li>✓ El RF debe adecuar procesos y documentar procedimientos en 24M.</li> <li>✓ EL CAC definirá el contenido del Informe Anual de Operación del CGM y los formatos de reporte de indicadores al ASIC.</li> </ul>	<p>Define el empleo de un CGM para interrogar los medidores de las F.C, concentrar y almacenar lecturas, ejecutar procesos de validación y crítica de mediciones y realizar reportes al ASIC de lecturas de medidores.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analizar requerimientos contra lo que se tiene actualmente e identificar brechas.</li> <li>• Ajustar procesos y procedimientos acorde a lo exigido por el Código en 24M.</li> <li>• Estructurar informe Anual de CGM acorde a lo que defina el CAC. Plazo 6M</li> </ul>						

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementar proceso de validación de lecturas descargadas en sitio vs base de datos (Anexo 3 de la resolución CREG 038/2014)</li> </ul>
<p><b>Art. 19. UBICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES</b></p> <p>El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En fronteras vigentes en las que no se cumpla este requisito, el RF debe suministrar el <b>Factor de Ajuste</b> durante la <b>Actualización del Registro</b> (Art. 43). El cálculo del <b>Factor</b> debe documentarse, incluirse en la hoja de vida y revisarse en las <b>Verificaciones</b> (Art. 39). Para nuevas fronteras y siempre que se modifique la Capacidad Instalada de una existente en más de un 50% debe asegurar que se cumpla este criterio.</p>	<p>Establece criterio de ubicación de fronteras y factor de ajuste.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modificar procedimiento de registro, incluyendo “factor de ajuste” (frontera nueva y las que modifiquen capacidad instalada &gt; 50%.</li> <li>• Definir metodología para cálculo del factor de ajuste</li> <li>• Identificar en cuales de las Frontera actuales el punto de medida no coincide con el punto de conexión. Definir método de cálculo del Factor de Ajuste y calcularlo para dichas Frontera</li> <li>• Documentar factor de ajuste e incluirlo en Hoja de Vida</li> <li>• Registrar factor de ajuste en la Actualización de Fronteras exigida. Art. 43</li> </ul>
<p><b>Art. 20. FRONTERAS DE DISTRIBUCIÓN (F.D)</b></p> <p>Se definen los requisitos técnicos para el registro de fronteras de distribución.</p>	<p>Tiene como objetivo la puesta en funcionamiento de los transformadores de medida (de tensión y corriente) siempre y cuando su clase de exactitud sea como mínimo 0.5. Para trafos tridevanados debe <b>conformarse una F.D</b> en cada devanado secundario siempre que exista una transferencia de energía entre niveles de tensión.</p>
<p><b>Art. 21. INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN</b></p> <p>Define en el ANEXO 4 de la resolución los elementos básicos considerar en la instalación de los Sistemas de Medida. Sistemas de medida tipo 1 o con nivel de tensión &gt;57,5 kV deben instalarse con 3 elementos; para los demás se pueden usar 2 elementos (Conexión Aron)</p>	<p>Establece condiciones establecidas en normas y reglamentos técnicos aplicables al sistema de medición.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar exigencias respecto a los procedimientos vigentes, realizar los ajustes del caso.</li> <li>• Capacitar a los Gestores</li> <li>• Verificar conexiones de</li> </ul>

<p><b>Art. 22. ACCESO AL SISTEMA DE MEDICIÓN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El RF debe asegurar el acceso al sistema de medida para efecto de las verificaciones (Art. 39).</li> <li>✓ El Usuario debe permitir acceso a las revisiones Conjuntas (OR/TN-Comercializador).</li> <li>✓ Clientes, OR, TN, Comercializador y demás agentes afectados deben tener acceso Nivel 1 al medidor (Local y/o remoto).</li> <li>✓ EL RF tiene 7 días hábiles para responder ante consultas de registro histórico lecturas.</li> <li>✓ EL RF debe documentar y suministrar procedimientos de acceso local/remoto. Se debe cumplir condiciones de seguridad e integridad (Art. 17)</li> </ul>	<p>elementos existentes.</p> <p>Define condiciones, procedimientos y requisitos para el acceso al sistema de medición.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementar Niveles de Acceso a los medidores.</li> <li>• Definir e implementar esquema de generación de Usuarios/Claves de acceso.</li> <li>• Desarrollar procedimientos de acceso local/remoto a los medidores en 10M.</li> </ul>
<p><b>Art. 23. VERIFICACIÓN INICIAL SISTEMA DE MEDICIÓN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El RF debe verificar el cumplimiento del Código por parte de toda Frontera antes de su puesta en servicio; para esto se debe seguir el procedimiento del Art. 24.</li> <li>✓ Además de la verificación del RF, <b>las Frontera Generación, STN y las Tipo 1 y 2 deben ser Evaluadas por una Firma Autorizada (Art. 25)</b> el resultado debe reposar en la HV.</li> <li>✓ Los costos de las Verificaciones serán asumidos por el RF o por el propietario de los equipos, según acuerden.</li> <li>✓ Cuando haya cambios de RF se debe realizar la Verificación por el nuevo RF (No se requiere evaluación).</li> <li>✓ Se debe realizar verificación de todas las fronteras en 12M y realizar las adecuaciones en siguientes 12M. Se debe generar un informe de las verificaciones el mes 13, publicarlo en la página Web y enviarlo a la SSPD.</li> </ul>	<p>Establece criterios y requerimientos de verificación adicionales para el registro de fronteras comerciales.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definir esquema operativo y contratación de las Verificaciones Iniciales por parte de firmas competentes.</li> <li>• Definir si los costos de las Verificaciones serán trasladados al Cliente o Asumidos por el OR.</li> <li>• Realizar Plan de Revisión de fronteras en 12M y de normalización en siguientes 12M.</li> <li>• Consolidar resultados de Verificaciones durante el mes 13, publicarlo en página Web y enviarlo a la SSPD.</li> </ul>
<p><b>Art. 24. PROCEDIMIENTO TÉCNICO DE VERIFICACIÓN DE SISTEMA DE MEDICIÓN</b></p> <p>El CAC definirá en 6M el procedimiento para realizar las verificaciones con base en lo definido en ANEXO 5 de la CREG 038/2014, mientras tanto se deben realizar revisiones siguiendo un procedimiento propio a partir del ANEXO 5 de la resolución mencionada.</p>	<p>Define e implementa mecanismo de verificación inicial del RF a partir de procedimiento del que trata el ANEXO 5 de la mencionada resolución.</p>
<p><b>Art. 25. FIRMAS DE VERIFICACIÓN</b></p> <p>La lista de las firmas que realicen las verificaciones de los sistemas de medición de las fronteras comerciales, será elaborada por el CAC.</p>	<p>Definir esquema de contratación de Verificaciones por las firmas seleccionadas por el CAC</p>
<p><b>Art. 26. VERIFICACIÓN DE REQUISITOS TÉCNICOS POR PARTE DEL OPERADOR DE RED (OR) O EL</b></p>	

<p><b>TRANSMISOR NACIONAL (TN)</b> El procedimiento será definido por el CAC (Art. 24). Se realiza en el recibo técnico de la conexión. El costo está incluido en el cargo de conexión. Los resultados se deben consignar en un Acta y reposar en la HV.</p>									
<p><b>Art. 27. SELLADO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDIDA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El RF deberá instalar sellos (Medidores, transformadores, bornera y demás elementos susceptibles de manipulación). El RF debe permitir la instalación de sellos por parte del OR.</li> <li>✓ Los sellos no pueden afectar la accesibilidad al sistema de medida ni dificultar las actividades de lectura y solo pueden ser retirados por el agente que los instaló.</li> <li>✓ Todas las novedades en los sellos deben ser consignadas en Acta firmada por los participantes y debe reposar en la HV.</li> <li>✓ EL usuario no puede retirar los sellos instalados.</li> </ul>	<p>Establece requerimientos para el sellado de equipos de medida.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sellar medidores, transformadores y Bloques. Registrar en Actas y Llevar registro en HOJA DE VIDA</li> </ul>								
<p><b>Art. 28. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE MEDIDA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Es responsabilidad del RF y Usuario.</li> <li>✓ Frecuencia de Mantenimiento:</li> </ul> <table border="1" data-bbox="326 1045 818 1220"> <thead> <tr> <th>Tipo de Punto de Medición</th> <th>Frecuencia [años]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>2 y 3</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>4 y 5</td> <td>10</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El RF debe definir y publicar en su página Web el procedimiento de mantenimiento del sistema de medida.</li> <li>✓ El procedimiento debe garantizar que se mantengan las características metrológicas e incluir <b>calibración de medidores</b> (mientras se calibra se deben instalar medidores de las mismas características, excepto si hay respaldo).</li> <li>✓ Los trafos deben someterse a pruebas de rutina acorde a las definiciones que realice el CNO.</li> <li>✓ Los costos de los mantenimientos en las fronteras de comercialización serán asumidos acorde a lo establecido en el contrato de servicio.</li> </ul>	Tipo de Punto de Medición	Frecuencia [años]	1	2	2 y 3	4	4 y 5	10	<p>Implementa mantenimiento periódico al sistema de medición.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Construir procedimiento de mantenimiento y publicar en web.</li> <li>• Definir plan anual de mantenimiento (Incluir calibración medidores y procedimientos por parte del CNO a transformadores)</li> <li>• Definir esquema de cobro de Mantenimiento y de transferencia a clientes.</li> </ul>
Tipo de Punto de Medición	Frecuencia [años]								
1	2								
2 y 3	4								
4 y 5	10								
<p><b>Art. 29. REGISTRO DE SISTEMAS DE MEDICION</b> El RF debe mantener un registro electrónico actualizado de los sistemas de medición de sus fronteras; la HV es parte del registro.</p>	<p>Establece exigencia de registro electrónico actualizado de los sistemas de medición instalados.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementar esquema de registro electrónico.</li> </ul>								
<p><b>Art. 30. HOJA DE VIDA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN</b></p>	<p>Establece exigencia de Hojas de</p>								

<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Es responsabilidad del RF mantener actualizada la HV de los sistemas de medición (Características técnicas, actas de verificación, registro calibraciones, mantenimientos, registro sellos y demás intervenciones).</li> <li>✓ La HV debe mantenerse en medio electrónico acorde al formato definido por el CAC.</li> <li>✓ La HV debe contener como mínimo la información del ANEXO 6 contenido en la resolución CREG 038/2014.</li> </ul>	<p>Vida de los sistemas de medición instalados.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diseñar herramienta para HOJA de VIDA de sistemas de medida. Incluir Programador de Mantenimientos con Gestor de Alarmas (Plazo 24M).</li> </ul>
<p><b>Art. 31. VERIFICACIÓN EXTRAORDINARIA</b></p> <p>Una verificación extraordinaria puede ser solicitada por cualquier agente interesado. Se debe utilizar el procedimiento Art. 24 y una de las firmas autorizadas Art. 25. En caso de requerirse calibración el RF debe instalar un medidor provisional con las mismas características (Excepto si hay respaldo, en tal caso debe notificar al ASIC). Los resultados se consignan en acta y se ingresan a la HV.</p>	<p>Faculta a cualquier agente a solicitar una verificación extraordinaria y define causales de cancelación de registro.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar viabilidad de mantener un stock de medidores calibrados para usarlos como provisionales para cambios y/o calibraciones.</li> <li>• Registrar actas de Revisión Extraordinaria en hoja de vida.</li> </ul>
<p><b>Art. 32. CAMBIOS EN LA PROGRAMACIÓN DEL MEDIDOR</b></p> <p>Se debe seguir el procedimiento de revisión conjunta (Res. 156 de 2011 Art. 47 y 48). Los resultados se deben consignar en ACTA que debe reposar en HV. Si se afecta calibración el RF debe <b>calibrar</b>. Si se realiza programación remota, el RF debe informar a los agentes que tienen acceso al medidor.</p>	<p>Establece los criterios y lineamientos a seguir en los ajustes y/o cambios en la programación de medidores.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajustar ACTA de Medición incluyendo aspectos de Programación Medidor.</li> <li>• Ajustar procedimientos incluyendo el informe a Agentes cuando se realice programación remota.</li> <li>• Registrar ajustes en hoja de vida.</li> </ul>
<p><b>Art. 33. ALTERACIÓN SISTEMAS DE MEDIDA</b></p> <p>Todas las empresas involucradas están obligadas a denunciar ante la autoridad competente cualquier anomalía que sea indicio de fraude.</p>	
<p><b>Art. 34. REPOSICIÓN ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDIDA</b></p> <p>Es responsabilidad del RF reemplazar los elementos de medida ante: <b>Falla, hurto, obsolescencia, acuerdo con el cliente</b>, demás casos definidos en el Código.</p> <p>La falta de medición por acción u omisión del usuario dará lugar a suspensión o terminación del contrato (Art. 46 Ley 142 de 1994). Si la normalización requiere presencia del TN u OR se debe utilizar el procedimiento de Visita Conjunta.</p>	
<p><b>Art. 35. FALLA O HURTO DE ELEMENTOS DEL</b></p>	



<p><b>SISTEMA DE MEDICIÓN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El RF debe informar al ASIC la falla o hurto de los elementos del sistema de medida.</li> <li>✓ Si otro agente reporta falla o hurto al ASIC, este informa al RF quien debe confirmar en 24 H, sino se declara en falla la frontera.</li> <li>✓ La gestión de fallas o hurtos se realizará con base en lo definido en ANEXO 7 de la presente resolución. Se mantienen los plazos de normalización y su ampliación. Si no se normaliza en plazo se <b>CANCELA</b> la frontera. Se prohíbe la estimación de consumos por parte del RF.</li> </ul>	<p>Define criterios ante fallas o hurtos de elementos de medida. Se mantienen los plazos de normalización y su ampliación. Si no se normaliza en plazo se <b>CANCELA</b> la frontera. Se prohíbe la estimación de consumos por parte del RF.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Informar sobre el impacto debido al incumplimiento de la normalización.</li> </ul>										
<p><b>Art. 36. LIMITE DE FALLA DE LAS FRONTERAS</b></p> <p>En la tabla a continuación se evidencia la cantidad máxima de fallas admitidas por la regulación para las fronteras comerciales con reporte al ASIC.</p> <table border="1" data-bbox="378 768 769 968"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Cantidad de fallas</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>≥ 4</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Se contabilizarán las fallas en medidores, trafos y comunicaciones.</li> <li>✓ No se contabiliza falla de medidor principal cuando tiene respaldo y viceversa.</li> <li>✓ Si se superan las fallas máximas se debe proceder a cancelar la Frontera</li> </ul>	Año	Cantidad de fallas	1	4	2	4	3	3	≥ 4	2	<p>Establece límite admisible de fallas en una frontera comercial.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definir un mecanismo para contabilizar las fallas en cada frontera en periodos anuales.</li> <li>• Informar a los Clientes sobre esta nueva norma</li> </ul>
Año	Cantidad de fallas										
1	4										
2	4										
3	3										
≥ 4	2										
<p><b>Art. 37. LECTURA DE LAS MEDICIONES DE FRONTERAS COMERCIALES</b></p> <p><b>Para fronteras comerciales con reporte al ASIC:</b> El reporte de las lecturas debe hacerse de forma automática desde los CGM en el aplicativo desarrollado por el ASIC, aplicando las reglas establecidas en el Anexo 8 de la presente resolución estudiada.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Los RF y el ASIC dispondrán de 24M para implementar el nuevo esquema de reportes.</li> <li>✓ Se deberán reportar las lecturas en 48 H. Se deberán reportar datos de los medidores principal y respaldo.</li> </ul> <p><b>Para fronteras comerciales sin reporte al ASIC:</b> La lectura de las mediciones realizadas debe sujetarse a lo señalado en los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994 y a las condiciones definidas en la Resolución CREG 108 de 1997.</p>	<p>Establece criterios a aplicar en las lecturas mediciones de las fronteras comerciales. Implementar procedimiento a establecer por parte del ASIC.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementar adecuación de reporte en 48 H (Plazo 12M)</li> <li>• Remitir comentario a CREG respecto al criterio de validación de consumos del 15% referido en ANEXO 8 de la CREG 038/2014.</li> <li>• Parametrizar validación en PRIME del 15% de desviación.</li> </ul>										
<p><b>Art. 38. ESTIMACIÓN DE LECTURAS</b> Mientras se normalizan las fallas o hurtos se usarán los</p>	<p>Modifica las opciones de estimación de consumos para</p>										

<p>siguientes criterios de estimación:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Integración potencia Activa</li> <li>2. Curvas típicas-ASIC</li> <li>3. Despacho programado, para enlaces internacionales. El ASIC deberá emplear las alternativas que sean viables en el orden definido.</li> </ol> <p>El CNO realizará los ajustes que considere necesarios en el acuerdo 094 de 2000 (Estimación típicos).</p>	<p>fronteras en falla por parte del ASIC.</p>
<p><b>Art. 39. VERIFICACIÓN QUINQUENAL DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El ASIC cada 5 años debe contratar una verificación de los sistemas de medición con los criterios del ANEXO 9 (resolución CREG 038/2014).</li> <li>✓ La primera verificación se deberá realizar en 30 meses. Los costos estarán incluidos en los cargos de los “servicios regulados”. El informe final debe ser remitido a la CREG y a la SSPD.</li> </ul>	<p>Establece plan de verificación quinquenal de sistemas de medición.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Informar a clientes sobre la verificación quinquenal y los costos que serán reflejados en los cargos regulados de la tarifa.</li> </ul>
<p><b>Art. 40. INDICADORES DE GESTIÓN E INFORME DE OPERACIÓN</b></p> <p>EN 12M el CAC debe definir los indicadores de gestión de las responsabilidades asignadas al ASIC. Los RF deben enviar al ASIC los informes de gestión del CGM antes del último día hábil del mes de febrero de cada año.</p>	<p>Establece informe e indicadores de gestión para los CGM.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Programar el envío al ASIC del informe de gestión del CGM antes del último día hábil de febrero de cada año</li> </ul>
<p><b>Art. 41. REPORTE DE INFORMACIÓN DE LAS FRONTERAS EMBEBIDAS</b></p> <p>Los agentes que representen fronteras reguladas embebidas sin medición, deben adecuarse al Código en 24M.</p>	
<p><b>Art. 42. FRONTERAS COMERCIALES ENTRE AGENTES EN GRUPOS DE CALIDAD 3 Y 4</b></p> <p>Para fronteras domésticas en grupos de calidad 3 o 4 sin posibilidad de indagación remota se pasa del tercer al segundo día calendario del mes siguiente al de operación para el reporte de lecturas.</p>	
<p><b>Art. 43. ACTUALIZACIÓN DEL REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El registro debe actualizarse una vez se realicen las adecuaciones exigidas por el Código. También se debe actualizar el registro de aquellas fronteras que no hayan requerido adecuación.</li> <li>✓ La actualización del registro por parte del RF debe hacerse en los siguientes 25M.</li> <li>✓ El ASIC debe ajustar o elaborar nuevos formatos</li> </ul>	<p>Establece requerimiento de actualización de fronteras existentes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Planificar la actualización de todas las fronteras en los próximos 25 meses.</li> <li>• Realizar seguimiento a ajustes de formatos que realice el ASIC.</li> </ul>



acorde a lo definido en ANEXO 10 de la resolución analizada.	
<p><b>Art. 44. DIVULGACIÓN A LOS USUARIOS</b></p> <p>A más tardar en el mes 6 después de la expedición de este código, el RF debe informar a los usuarios de forma clara y sencilla sobre los cambios de las reglas en la medición.</p> <p>✚ Como mínimo se debe incluir en la factura un mensaje alusivo a la publicación de información en la página web y en la oficina de atención al cliente.</p>	<p>Establece la obligación de los agentes de informar sobre cambios implementados por la presente norma.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparar documento sencillo para información al usuario sobre los cambios. Antes de 6M.</li> </ul>
<p><b>Art. 45. MODIFICACIONES</b></p> <p>Se modifica:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Numeral 4.4.6 Anexo General 070 de 1998</li> <li>Art. 3 CREG 122 de 2003</li> <li>Numerales 4 y 5 del Art. 4 CREG 157 de 2011.</li> </ol>	
<p><b>Art. 46. DEROGATORIAS</b></p> <p>Se deroga:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Anexo General CREG 025 1995 – Código Medida</li> <li>Numeral 7 del Anexo General CREG 070/1998</li> <li>Art. 13 CREG 006 2003</li> <li>Art. 31 CREG 157 2011</li> <li>Art. 06 CREG 006 2011 (Esto cuando entren en vigencia los nuevos plazos de reporte de lecturas)</li> </ol>	

## 6. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE REGULACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN PT'S

### 6.1. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES Y ERROR PORCENTUAL

Tomando como referencia los parámetros estipulados en la Resolución CREG 038/2014 y los definidos en el Acuerdo 981 por el CNO, en especial el artículo 9 del acuerdo mencionado, se establece que el error porcentual total máximo (en módulo y fase), a un factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables y demás accesorios ubicados entre los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y el equipo de medida no debe superar el 0,1%.

Cabe resaltar que el cálculo se realizó para dos casos:

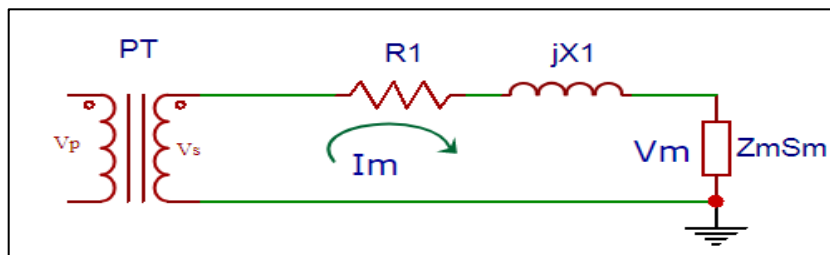
### 6.1.1. Caso A Cálculo del Error Porcentual Sin Resistencias de Compensación

Para el núcleo de medida del transformador de tensión se calcula el error porcentual (en módulo y fase) introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios.

Para dicho cálculo, se resuelve el sistema de ecuaciones obtenido del circuito del transformador de tensión (Ver Figura 26), donde se conoce:

- Tensión nominal del secundario del transformador  $V_s$  [V].
- El cable utilizado en los circuitos secundarios; calibre, resistencia y reactancia, y longitud del cable.
- La longitud del cable depende de la ubicación de los equipos, la ruta de las canaletas y la ubicación de las celdas al interior del edificio de control.
- Consumo de la carga en VA y el factor de potencia 0,9.

Figura 26: Circuito del Transformador de Tensión



Fuente: Elaboración Propia

La solución del circuito de la figura 26 queda:

$$V_S = V_{cable} + V_m$$

$$V_S = (R_1 + jX_1) * I_m + V_m$$

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{S_m^*}{V_m^*}$$

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{(P + jQ)^*}{V_m^*}$$

Aplicando propiedades del conjugado de un número:

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{(P - jQ)}{V_m^*}$$

Factorizando la ecuación

$$0 = \frac{1}{V_m^*} [V_m V_m^* + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m^*]$$

$$V_m V_m^* + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m^* = 0$$

Aplicando propiedades del conjugado de un número:

$$(V_{mR}^2 + V_{mR}^2) + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m^* = 0$$

Descomponiendo el  $V_m^*$  tanto en su parte real como imaginaria y resolviendo términos dentro de paréntesis, queda

$$V_{mR}^2 + V_{mI}^2 + R_1 P + X_1 Q - V_S V_{mR} - jR_1 Q + jX_1 P + jV_S V_{mI} = 0$$

Se separa la parte real y la parte imaginaria de la ecuación anterior y se obtienen dos ecuaciones:

$$V_{mR}^2 + V_{mI}^2 + R_1 P + X_1 Q - V_S V_{mR} = 0 \quad (2)$$

$$V_S V_{mI} + X_1 P - R_1 Q = 0 \quad (3)$$

Donde

$V_S$ : es la tensión secundaria en bornes del transformador de tensión.

$V_{mI}$ : Componente imaginaria de la tensión de los medidores principal y respaldo.

$V_{mR}$ : Componente real de la tensión de los medidores principal y respaldo.

$R_1$ : Resistencia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

$X_1$ : Reactancia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

$P$ : Potencia Activa que consumen los medidores

$Q$ : Potencia Reactiva que consumen los medidores

De la ecuación (3)

$$V_{mI} = \frac{R_1 Q - X_1 P}{V_S}$$

Al organizar la ecuación 2 se obtiene una de forma similar a la de la ecuación cuadrática, cuya solución es de la forma:

$$V_{mR} = \frac{V_S \pm \sqrt{V_S^2 - 4(V_{mI}^2 + R_1 P + X_1 Q)}}{2}$$

Una vez halladas las componentes  $V_{mI}$  y  $V_{mR}$  respectivamente, se calcula la magnitud de

$$|V_m| = \sqrt{V_{mR}^2 + V_{mI}^2}$$

Finalmente, el error en magnitud se calcula:

$$\% \text{ Error} = \frac{V_S - |V_m|}{V_S} * 100 \quad (4)$$

Ahora bien, para el cálculo del error en fase, se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

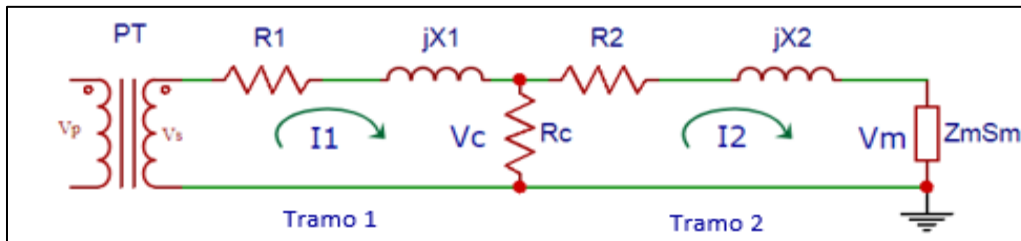
- La tensión nominal secundaria del transformador se asume con ángulo de 0 grados (0°).
- Se adicionan 360° a la fase inicial, esto debido a que no es posible evaluar un error respecto a 0 y además al ser un ciclo completo no afecta el cálculo.

$$\% \text{ Error en fase} = \frac{360^\circ - (\theta_m + 360^\circ)}{360^\circ} * 100 \quad (5)$$

### 6.1.2. Caso B Cálculo del Error Porcentual Con Resistencias de Compensación

Para determinar el error debido a la caída de tensión en los conductores, se toma como referencia el circuito equivalente del lado secundario del transformador de tensión (ver Figura 27).

Figura 27: Circuito equivalente del transformador de tensión con resistencia de compensación.



Fuente: Elaboración Propia

Para este cálculo se tienen en cuenta dos tramos del conductor; la primera va desde los bornes del transformador de tensión hasta la resistencia, y la segunda desde la resistencia de compensación hasta los medidores principal y respaldo.

El circuito de la Figura 27 está caracterizado por las siguientes expresiones:

$$V_s = I_1(Z_1 * l_1 + R_c) - I_2 * R_c \quad (6)$$

$$0 = I_2(Z_2 * l_2 + R_c + Z_m) - I_1 * R_c \quad (7)$$

Donde,

$V_S$ : es la tensión secundaria en bornes del transformador de tensión.

$Z_1$ : es la impedancia en ohm por metro en el tramo del transformador de tensión al gabinete de las resistencias de compensación.

$l_1$  y  $l_2$ : longitud de cada conductor por tramo respectivamente.

$R_c$ : Resistencia de compensación

$Z_m$ : Impedancia de la carga a un factor de potencia de 0.9.

$Z_2$ : es la impedancia en ohm por metro en el tramo de la resistencia de compensación a los medidores principal y respaldo.

$V_m$ : Tensión en los medidores principal y respaldo.

Respecto a la ecuación 6, se despeja  $I_1$ :

$$I_1 = \frac{V_S - I_2 * R_c}{(Z_1 * l_1 + R_c)} \quad (8)$$

Se reemplaza 8 en 7:

$$I_1 * R_c = I_2 (Z_2 * l_2 + R_c + Z_m)$$
$$\frac{V_S - I_2 * R_c}{(Z_1 * l_1 + R_c)} * R_c = I_2 (Z_2 * l_2 + R_c + Z_m)$$

Resolviendo para  $I_2$ , la ecuación queda:

$$I_2 = \frac{V_S * R_c}{[(Z_2 * l_2 + R_c + Z_m) * (Z_1 * l_1 + R_c) - R_c^2]}$$

Para calcular la tensión en el medidor se emplea:

$$V_m = I_2 * Z_m \quad (9)$$

Para terminar, el valor del porcentaje de error en magnitud y en fase se hallan de la misma manera que se realizó en el empleo de las ecuaciones 4 y 5 para el caso anterior.

## 6.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO RESISTENCIAS DE COMPENSACION PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA

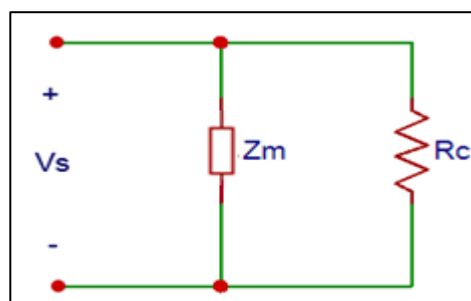
Cuando la carga medida de los transformadores usados para efectos de medición se encuentra por debajo de los rangos establecidos por los lineamientos regulatorios, se debe ajustar la cargabilidad empleando resistencias de compensación para elevar el porcentaje del burden del transformador.

A continuación, se presenta el cálculo de dichas resistencias tanto para transformadores de corriente como para transformadores de tensión:

### 6.2.1. Cálculo de Resistencias de Compensación para PTS

Para el cálculo de las resistencias de compensación para transformadores de tensión, se tiene en cuenta el siguiente circuito del devanado secundario equivalente del PT:

Figura 28: Circuito del devanado secundario del PT con resistencia de compensación.



Fuente: Elaboración Propia

Donde,

$V_s$ : es la tensión secundaria en bornes del transformador de tensión.

$Z_m$ : Impedancia medida de la carga a un factor de potencia de 0.9.

$R_c$ : Resistencia de compensación en paralelo.

Para hallar el valor de  $R_c$  se debe calcular la impedancia equivalente del circuito ( $Z_c$ ):

$$Z_c = \left( \frac{1}{Z_m} + \frac{1}{R_c} \right)^{-1} = \frac{Z_m * R_c}{R_c + Z_m} \quad (10)$$

Ahora bien, la potencia aparente del circuito final equivalente corresponde a:

$$S_c = \frac{V_S^2}{Z_c} \quad (11)$$

Por otra parte, la CREG 038 en el artículo 28 Mantenimiento del Sistema de Medición, se prevé:

*“Los transformadores de tensión y de corriente deben ser sometidos a pruebas de rutina de acuerdo con el procedimiento y frecuencia que para tal fin establezca el Consejo Nacional de Operación (CNO). Dicho procedimiento deberá establecerse dentro de los ocho (8) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados.”*

En efecto, el CNO en el acuerdo 981 establece que el requerimiento de carga para el núcleo de medida durante la verificación en transformadores de corriente y tensión bajo la norma IEC/NTC debe ser entre un 25% y 100% del valor nominal de placa de los transformadores.

Por consiguiente, la fórmula que describe el requerimiento de carga es:

$$S_c = 25\% * S_n \quad (12)$$

De esta forma, se reemplaza  $Z_c$  de (10) en (11), luego se reemplaza en (12) y de esta ecuación se despeja  $R_c$ :

$$R_c = \frac{V_S^2 * Z_m}{(0.25 * S_n * Z_m - V_S^2)} \quad (13)$$

Luego de hallar el valor de la resistencia de compensación se calcula el nuevo valor de la carga del PT empleando (13):

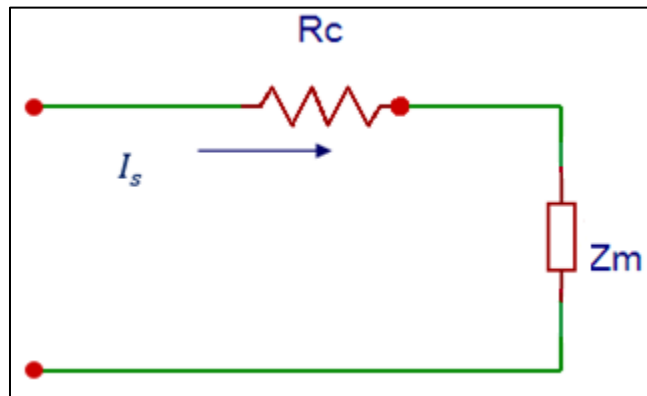


$$S_n = \frac{V_s^2 * (R_c + Z_m)}{0.25 * R_c * Z_m}$$

### 6.2.2. Resistencias de Compensación Para CTS

De forma análoga al cálculo de resistencias de compensación en PTS, se realiza para los CTS iniciando por el circuito característico:

Figura 29: Circuito del devanado secundario del CT con resistencia de compensación.



Fuente:

Elaboración Propia

Donde,

$I_s$ : es la Corriente nominal secundaria del transformador de corriente.

$Z_m$ : Impedancia medida de la carga a un factor de potencia de 0.9.

$R_c$ : Resistencia de compensación en serie.

La impedancia equivalente del circuito se halla mediante sumatoria de resistencias en serie:

$$Z_c = Z_m + R_c \quad (14)$$

Entonces, la potencia aparente del circuito en serie es:

$$S_c = I_s^2 * Z_c \quad (15)$$

Ahora, se reemplaza (14) en (15) y a su vez en (13) para despejar el valor de  $R_c$ :

$$R_c = \frac{0.25 * S_n}{I_s^2} - Z_m$$

Finalmente, se calcula el valor del nuevo burden:

$$S_n = \frac{I_s^2 * (Z_m + R_c)}{0.25} \quad (16)$$

### 6.3. CÁLCULO DE CARGABILIDAD PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Según la regulación del nuevo código de medida, los transformadores deben cumplir un requisito de carga para garantizar un funcionamiento óptimo; por ello, se realizó una plantilla para su debido cálculo, tomando en cuenta parámetros de corriente nominal secundaria del CT, burden de los medidores conectados al circuito secundario del CT, características eléctricas de los conductores de señales de corriente y finalmente resistencias de compensación (si aplica).

En otras palabras, el burden de un transformador de corriente se calcula acorde a la ecuación (17):

$$\text{Burden Total del CT [VA]} = VA_{\text{Conductor}} + VA_{\text{Medidores}} + VA_{\text{Rcomp}} \quad (17)$$

Donde,

$VA_{\text{Medidores}}$  : corresponde a la carga en [VA] que consume cada tipo de medidor; esta burden viene definido en el catálogo del respectivo medidor de energía.

$VA_{\text{Rcomp}}$  : hace referencia a los [VA] aportados por las resistencias de compensación instaladas en el circuito secundario del CT. Se calcula siguiendo la ecuación (18):

$$VA_{Resistencia\ comp} = I^2 * R_{comp} \quad (18)$$

Donde,

$I$ : Es la corriente nominal secundaria del CT.

$R_{comp}$  o  $R_c$ : valor de resistencia de compensación en [Ohmios].

$VA_{Conductor}$ : corresponde al burden del cable en [VA] que conduce las señales de corriente y se calcula con (19):

$$VA_{Conductor} = I^2(l \cdot |Z_l|) \quad (19)$$

Donde,

$I$ : Es la corriente nominal secundaria del CT.

$l$ : Es la longitud total del conductor (Alimentador + retorno) en [m].

$Z_l$ : Impedancia del conductor a 75 °C en [ $\Omega/m$ ].

#### 6.4. CÁLCULO DE CARGABILIDAD PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Para este cálculo se emplean de forma análoga las ecuaciones del burden de CT's, con la variante en las ecuaciones del burden del cable y el burden de resistencias de compensación, pues se toma en cuenta el circuito secundario del transformador de tensión.

$$Burden\ Total\ del\ PT\ [VA] = VA_{Conductor} + VA_{Medidores} + VA_{R_{comp}}$$

De esta forma, la cargabilidad total en PT's viene dada por (17), pero en este caso:

$VA_{R_{comp}}$ : hace referencia a los [VA] aportados por las resistencias de compensación instaladas en el circuito secundario del PT. Se calcula siguiendo la ecuación (20):

$$VA_{Resistencia\ comp} = \frac{V_s^2}{R_c} \quad (20)$$

Donde,

$V_s$ : Es la tensión nominal secundaria del PT.

$R_{comp}$  O  $R_c$ : valor de resistencia de compensación en [Ohmios].

$VA_{Conductor}$ : corresponde al burden del cable en [VA] que conduce las señales de corriente y se calcula con (21):

$$VA_{Conductor} = \left[ \frac{V}{(|Z_l| \cdot l) + \left( \frac{V^2}{VA_{Medidor}} \right)} \right]^2 (l \cdot |Z_l|) \quad (21)$$

Donde,

$V$ : Es la tensión nominal secundaria del PT.

$l$ : Es la longitud total del conductor (Alimentador + retorno) en [m].

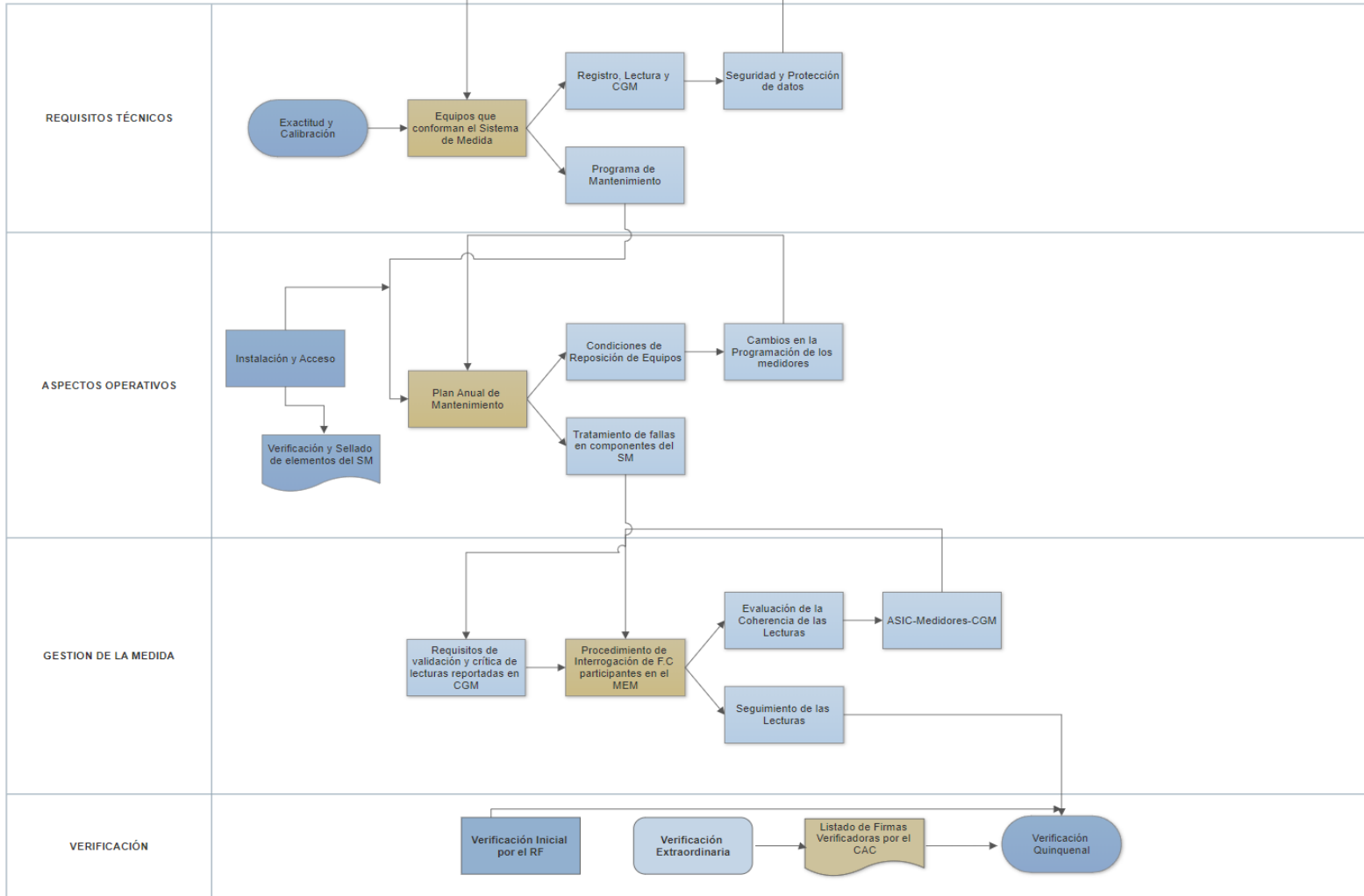
$Z_l$ : Impedancia del conductor a 75 °C en [ $\Omega/m$ ].

## 7. DESARROLLO DE LA GUÍA


En este capítulo se presenta la elaboración de una guía técnica con todos los aspectos puntuales que debe tener en cuenta los representantes de frontera y/o agentes en las fronteras comerciales en desarrollo, en las futuras y efectúen los cambios en las existentes, de forma clara y concisa con el objeto de dar cumplimiento a la resolución CREG 038/2014; así mismo, para realizar el debido proceso de registro de fronteras comerciales ante el ASIC.

La guía se desarrolla con base en la estructura que se presenta en la resolución anteriormente nombrada y siguiendo cuatro ejes fundamentales que se desglosan en el diagrama de flujo que se presenta en la figura 30.

Figura 30: Diagrama de Flujo sobre ejes fundamentales del nuevo código de medida.




Fuente: Autor

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

## Contenido

- 6.1 Objeto
- 6.2 Alcance
- 6.3 Definiciones
- 6.4 Generalidades sobre la medición según su conexión
- 6.5 Generalidades sobre las Fronteras Comerciales en el Código de Medida
- 6.6 Requisitos Técnicos para la Selección de equipos del sistema de medida
- 6.7 Aspectos Operativos
- 6.8 Gestión de la Medición
- 6.9 Auditorías
- 6.10 Registro de Fronteras Comerciales

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

## 7.1. OBJETO

Recopilar las condiciones técnicas que deben cumplir los equipos de medición y telecomunicación instalados en cada punto de frontera comercial que estén a cargo de los Representantes de Frontera; al igual que los procedimientos que se deben tener en cuenta, para efectos de lectura, registro y recolección, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el MEM.

## 7.2. ALCANCE

Esta guía aplica para todos los RF que requieran dar conformidad a la normativa vigente respecto al nuevo código de medida, con relación al cumplimiento de lo que en este se establece para las fronteras comerciales con reporte al ASIC, con el fin de garantizar que las mediciones empleadas con propósitos operativos, comerciales, regulatorios y de vigilancia y control, sean exactas y confiables.

## 7.3. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta guía aplican las siguientes definiciones, la gran mayoría de éstas son tomadas de la norma NTC 5019 en su última versión:

**Acometida eléctrica:** De acuerdo con el RETIE es “Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios la acometida llega hasta el registro de corte general.”

**BIL (*Basic Insulation Level*):** Es el Nivel Básico de Aislamiento por su traducción del inglés y corresponde al límite hasta el cual un equipo puede soportar el impulso ocasionado por las descargas atmosféricas.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

BIL (kV)		
(estándar 1.5x 40 μs)		
Voltaje de operación kV	BIL para Redes distribución	BIL para S/E y líneas de transmisión
1.2	30	45
2.5	45	60
5	60	75
8.7	75	95
15	95	110
23	110	150
34.5	150	200
46	200	250
69	250	350

Fuente: National Electric Safety Code NESC

**Capacidad o potencia Instalable:** Según RETIE, se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 °C para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.

Según RETIE, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.


**Carga nominal (*Burden*):** Es el valor de la carga expresado en volt -amperios (VA) con un factor de potencia determinado que se puede conectar en el secundario de un transformador de medida, incluyendo bobinas del medidor, cables y otros dispositivos.

**Cargabilidad:** Se define como la relación entre la corriente máxima y la corriente nominal de un medidor de energía.

**Centro de Gestión de Medidas (CGM):** El RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad,



concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

de

las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores. (RES 038/2014 de la CREG)

**Corriente dinámica nominal ( $I_{dyn}$ ):** Es el valor máximo o pico de la corriente primaria que el transformador puede soportar cuando el secundario está en cortocircuito sin sufrir daño eléctrico o mecánico. La corriente dinámica se calcula así:

$$I_{dyn} = 2.54 * I_{th} \quad (22)$$

**Corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ ):** Es el valor RMS (eficaz) de la corriente primaria que el transformador puede soportar en 1 segundo, con el secundario en corto sin sufrir daños y sin sobrepasar la temperatura de los devanados. La corriente térmica se expresa de la siguiente manera:


$$I_{th} (KA) = \text{Potencia de Corto Circuito (MVA)} / (1.73 * \text{Tensión (KV)}) \quad (23)$$

**Corriente Primaria Nominal Extendida:** el valor de la corriente primaria, por encima del valor de la corriente primaria nominal, hasta el cual se garantizan los requerimientos de exactitud del CT definidos en la NTC 2205 para la corriente primaria nominal.

**Factor de Cargabilidad:** Relación entre la corriente primaria nominal extendida y la corriente primaria nominal.

**Servicio bifásico trifilar.** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.

**Servicio monofásico bifilar.** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por un conductor correspondiente a la fase y un

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

conductor correspondiente al neutro. La fase y el neutro pueden provenir de un transformador de potencia monofásico.

**Servicio monofásico trifilar.** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro, provenientes de un transformador de potencia monofásico.

**Servicio trifásico tetrafilar.** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.

**Servicio trifásico trifilar.** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases provenientes de un transformador de potencia trifásico.

#### 7.4. GENERALIDADES SOBRE LA MEDICIÓN SEGÚN SU CONEXIÓN

De acuerdo al nivel de tensión y de la magnitud de la carga la medida puede ser directa, semidirecta o indirecta. Dependiendo del tipo de medición los medidores deben cumplir con unas especificaciones técnicas de acuerdo a su aplicación.

##### Tipos de Medición

- **Medición Directa** → En este tipo de medida, los equipos se conectan directamente a la tensión y a la corriente del servicio eléctrico, sin la

necesidad de requerir CT o PT. El esquema general de conexión directa se puede observar en la siguiente figura 31.


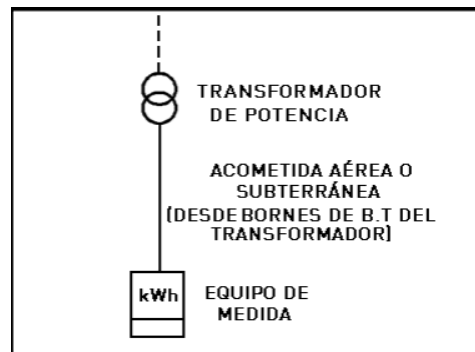
ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

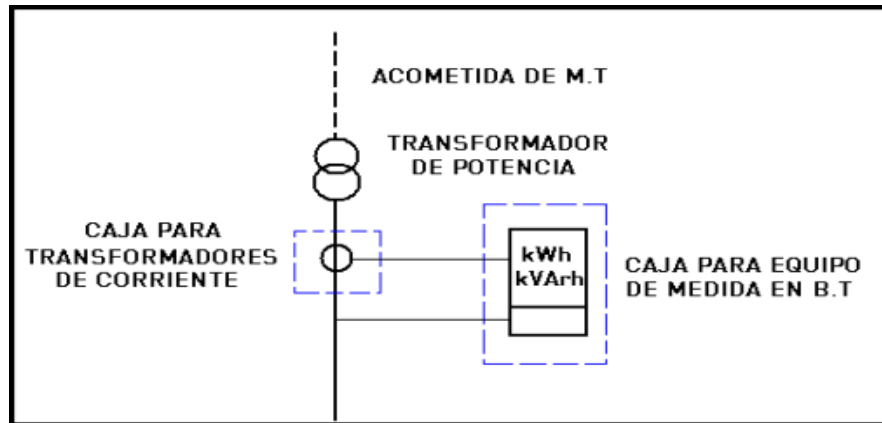
Figura 31: Acometida de MT con equipo de medida en BT. Medición Directa




Fuente: tomado de [17]

- Medición Semi-directa** → Para la medición semi-directa de energía se utiliza el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva) y un CT por cada fase que alimenta la carga. En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente provenientes de los devanados secundarios de los TC y de las señales de tensión provenientes de la acometida, al medidor, debe realizarse mediante una bornera o bloque de pruebas. Ver figura 32.

Figura 32: Acometida de MT con equipo de medida en BT. Medición Semi-directa.

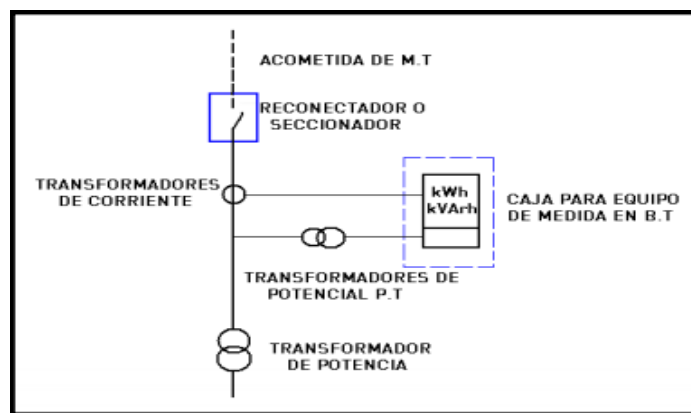


Fuente: tomado de [17]

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1


- Medición Indirecta** → Para la medición indirecta de energía se utiliza generalmente un medidor estático multifuncional de energía y un juego de transformadores de medida compuesto por CT's y PT's. El número de CT's y de PT's se selecciona con base en el número de fases, el número de hilos y el nivel de tensión de la red en el punto en el cual se realiza la medida. Ver figura 33.

Figura 33: Acometida de MT con equipo de medida en MT. Medición Indirecta



Fuente: tomado de [17]

Todos los equipos de medida conectados en la acometida deben cumplir las especificaciones técnicas establecidas en las normas ICONTEC que sean aplicables, adicionalmente como complemento, las normas IEC o ANSI equivalentes.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

## 7.5. GENERALIDADES DE LAS FRONTERAS COMERCIALES EN EL CODIGO DE MEDIDA


Con la entrada en vigencia de la resolución CREG 038/2014 se imparte una línea divisoria entre las fronteras que estaban en funcionamiento antes de la divulgación

de esa resolución y las que entran después de la misma; esto es, que en la CREG se distinguen 2 grandes tipos de fronteras como lo son:

- **Las Existentes:** antes de la fecha de entrada en vigencia de la CREG 038/2014 y las cuales se rigen bajo el anexo código de medida de la CREG 025/1994 (salvo modificaciones que se les realicen a los sistemas de medición, que deberán dar cumplimiento con el nuevo código de medida).
- **Las Nuevas:** aquellas que entraron en funcionamiento después de la resolución CREG 038/2014.

Cada una de estas fronteras están representadas como ya se ha mencionado por los agentes denominados los Representantes de frontera (ver tabla 2), quienes son los encargados de velar por el cumplimiento del código de medida ante el MEM en cada una de las fronteras que represente.


Cada uno de estos RF tienen responsabilidades asignadas en la resolución, las cuales se presentan en la siguiente tabla:

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

*Tabla 11: Responsabilidades asignadas en la regulación a los RF.*

Fuente: Adaptado de [15]

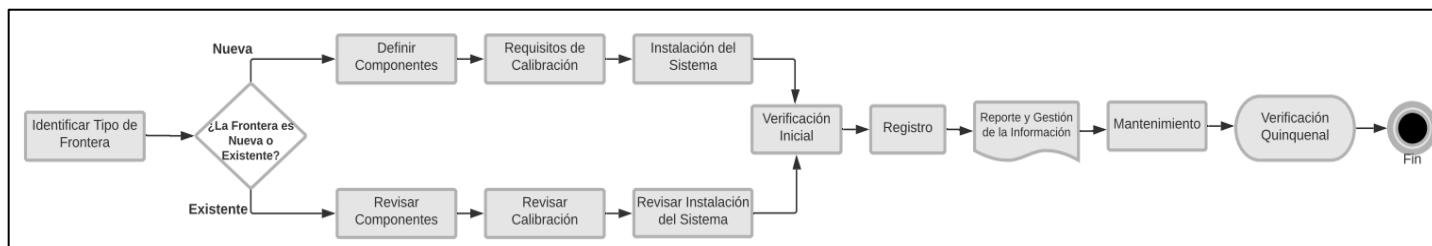
Representante (RF)	Responsabilidades con el Sistema de Medición
Generador	a) Asegurar especificaciones, instalación, operación y mantenimiento b) Asegurar cumplimiento de requerimientos de exactitud y calibración.
Comercializador	c) Asegurar mecanismos de seguridad informática, física y de protección de los equipos.
Agente (CREG-004/2003)	d) Asegurar medios de comunicación para su correcto funcionamiento, cuando así se requiera.
Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia-Panamá (CREG 057/1996, 055/2011)	e) Asegurar accesos a equipos y bases de datos para interrogación local y remota y verificaciones establecidas. f) Efectuar registro de fronteras con reporte al ASIC (resolución CREG 157/2011).
Comercializador Integrado al OR	g) Actualizar las características del SM. h) Aplicar normas técnicas vigentes.
Comercializador (CREG 063/2010)	i) Efectuar y mantener el registro de los equipos para las fronteras sin reporte al ASIC, hojas de vida
Comercializador con el que el usuario final suscrito	j) Ejecutar las funciones para los CGM. k) Las demás que se le asignen en la regulación.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Adicional a las responsabilidades que les fueron asignadas a los RF, con la entrada del nuevo código de medida deben realizar una serie de actividades permanentes previas a las verificaciones quinquenales, en cada una de las fronteras que manejan, dependiendo si se trata de una frontera **existente** o una **nueva**.

Las actividades que deben realizar los RF para dar cumplimiento a la resolución CREG 038/2014 se definen en el siguiente diagrama de flujo:

*Figura 34: Diagrama de flujo de actividades de los RF en fronteras*




Fuente: Elaboración Propia

## Ubicación de las Fronteras

El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En fronteras existentes en las que no se cumpla este requisito, el RF debe suministrar el FACTOR DE AJUSTE<sup>9</sup> durante la actualización del registro (Art. 43 CREG038/2014).

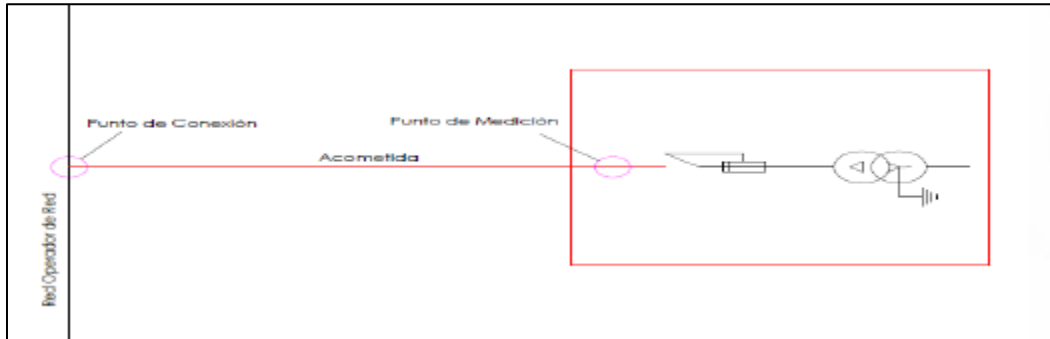
En la figura 35 se observa un ejemplo de la ubicación de la frontera comercial y su coincidencia con el punto de medición.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

<sup>9</sup> El factor de ajuste corresponde al valor empleado para reflejar las pérdidas reales de los equipos de transporte o transformación cuando la ubicación del sistema de medida no coincide con la frontera comercial. Solo aplica para fronteras existentes a mayo de 2014 y su cálculo se realiza empleando criterios acordados por las partes interesadas.



Figura 35: Ubicación de las fronteras comerciales



Fuente: tomado de [18]

### Niveles de Tensión a los que pertenecen las Fronteras Comerciales


Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, de la siguiente manera:

Tabla 12:  
los sistemas de  
eléctrica en

Sistema de Tensión [KV]	Niveles de Tensión
< 1KV	1
≥ 1KV < 30KV	2
≥ 30KV < 57.5KV	3
≥ 57.5KV < 220KV	4
≥ 220KV	STN

Clasificación de  
tensión  
Colombia.

Fuente: Elaboración Propia

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

## 7.6. REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

En este ítem se describen los requerimientos que deben cumplir los componentes del sistema de medición en relación con la exactitud, certificación de conformidad de producto, obligaciones de medidor de respaldo, de medición energía reactiva y de sincronización del reloj; así mismo, lo que compete a requisitos de registro y lectura y de protección de datos. Finalmente, este numeral se cierra listando las actividades del CGM.

### Clasificación de los Puntos de Medición

En el artículo 6 de la resolución CREG 038/2014, los puntos de medición se clasifican acorde al consumo o transferencia de energía por la frontera, o por la capacidad instalada en el punto de conexión, según la siguiente tabla:

Tabla 13: Clasificación de los puntos de medición.

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	$C < 5$	$CI < 0,01$

Fuente: tomada de [15]

El proceso de determinación del consumo o transferencia de energía por la frontera se debe calcular de acuerdo al tipo de frontera, tal y como se muestra en el diagrama de flujo de la figura 36.


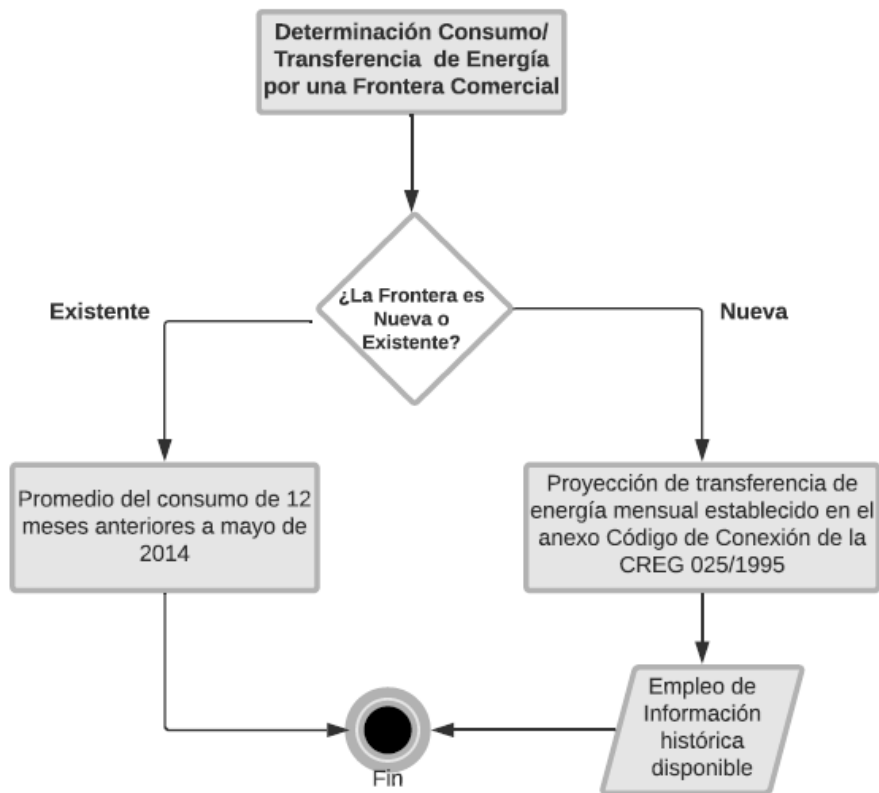
ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Figura 36: Diagrama de flujo de cálculo del consumo o transferencia de Energía por una F.C




Fuente: Elaboración Propia

Una vez se seleccione el punto de medición por consumo y por capacidad y éstos no sean coincidentes, se debe elegir el tipo de punto de medición que tenga mayor exigencia de exactitud de conformidad con la tabla 11 de la presente guía.

### Componentes del Sistema de Medida

Los sistemas de medición, dependiendo del tipo de medición, se componen de todos o de algunos de los elementos que se listan a continuación, y de los cuales algunos pueden o no estar integrados al medidor:

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

- a) Un medidor de energía activa.
- b) Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.
- c) Un medidor de respaldo.
- d) Transformadores de corriente.
- e) Transformadores de tensión.
- f) Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.
- g) Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.
- h) Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.
- i) Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- j) Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.
- k) Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.
- l) Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.
- m) Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

Los anteriores componentes deben cumplir con la documentación exigida por la resolución CREG 038-2014 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. [19]

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

### Exactitud de los Elementos del Sistema de Medición

Con la entrada en vigencia del nuevo código de medida, se redefinieron los requisitos de exactitud para transformadores de medida y medidores, los cuales se condensan en la tabla 14.

*Tabla 14: Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de energía.*

Tipo de puntos medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase medidores de energía reactiva	Clase de exactitud transformadores de corriente	Clase de exactitud 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	2	--	--

Fuente: tomada de [15]


### Certificaciones

#### ➤ Certificación de Conformidad de Producto

Según lo establecido en la Resolución 038/2014 los elementos de los nuevos sistemas de medición y de aquellos que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición existentes, deben contar con un certificado de conformidad de producto vigente expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC. Los componentes a los cuales aplica dicha exigencia son los siguientes: [19]

- Medidor de energía activa y reactiva.
- Medidor de respaldo
- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión
- Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir señales de tensión o corriente entre ellos.

- Caja hermética, gabinetes, celda, panel o caja de seguridad para el medidor

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

y el registro de los datos.

- Bloques de borneras de prueba o elementos similares que permitan separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio.

Cabe destacar, que, para los elementos de los sistemas de medición de las fronteras comerciales registradas ante el ASIC a la fecha de entrada en vigencia del nuevo código de medida, el RF debe disponer de cualquiera de los documentos citados anteriormente y a continuación:

➤ **Declaración del Fabricante o Proveedor**

Documento de certificación del proveedor o fabricante del elemento en que se señale el cumplimiento de la norma técnica aplicable en la fecha de suministro.

➤ **Informes de Pruebas**

Es un informe de pruebas de recepción de producto en que se demuestre el cumplimiento de la norma técnica aplicable en la fecha de suministro.

En caso de que no se disponga de ninguno de los documentos anteriores, el RF debe seguir las indicaciones numeradas del 1 al 4 en el artículo 10 de la Resolución CREG 038/2014.

➤ **Calibración de los Elementos del Sistema de Medición**

Acorde a los lineamientos de la resolución CREG 038/2014, los medidores de energía activa, reactiva, transformadores de tensión y de corriente deben ser calibrados antes de su puesta en servicio.

Esta calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el ONAC y bajo las normas NTC-ISO-IEC correspondientes, sin superar los plazos contemplados por dicha resolución entre la fecha de calibración y la puesta en servicio, como lo muestra la tabla 15.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

*Tabla 15: Plazos entre calibración y puesta en servicio. Normas Aplicables*

Elemento	Plazo (Meses)	Norma Técnica Aplicable a la Calibración
Medidor electromecánico de energía activa o reactiva	6	NTC 4856 o ISO 17025
Medidor estático de energía activa o reactiva	12	
Transformador de tensión	18	NTC 2207 o IEC 61869-3
Transformador de corriente	18	NTC 2205 o IEC 61869-2

Fuente: Adaptada de [15]

Es importante aclarar que:


- Para el caso donde se instalen medidores bidireccionales estos se deberán calibrar en los 4 cuadrantes: importación y exportación de energía activa y reactiva.
- Superados los plazos de la tabla 15, debe realizarse una nueva calibración.
- En el caso de transformadores de medida, superados 6 meses de la fecha de calibración, se deben realizar pruebas de rutina.
- En caso de tensión superior a 35 kV, se realizan pruebas de rutina en lugar de la calibración. Ver anexo 2 de la CREG 038/2014 para detalles.

## MEDIDORES DE ENERGÍA

Los medidores de energía que se destinan para la medición de corriente alterna y que son instalados en un punto de frontera, deben cumplir con las normas nacionales e internacionales que se presentan en la tabla 4 del presente trabajo de grado.

### Clasificación de los Medidores de Energía

Adicional a la clasificación elaborada en el numeral 5.1.2 del presente trabajo,

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

existe una clasificación acorde a las unidades funcionales de los medidores. Ver tabla 16.

*Tabla 16: Clasificación de medidores de energía*

Clasificación	Descripción
Básicos	Medidores de energía sencillos, sin dispositivos internos de control de carga o tarifa; o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación óptico.
Multienergía	Medidores que, en una única carcasa, miden más de un tipo de energía, con o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación óptico.
Multifunción	Medidores básicos o de multienergía, que incluyen funciones adicionales a las metrológicas básicas, tales como registro de demanda máxima, registro de tiempo de uso, dispositivo de control de tarifa y/o carga, como un interruptor horario o un receptor de telemando centralizado.
Medidores con funciones adicionales	Medidores con otras unidades funcionales como PLC, comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, etc.

Fuente: tomada de [19]

### Selección de Medidores



La selección de los medidores de energía se hace de acuerdo con la tabla 18 de acuerdo en la norma NTC 5019. Así mismo, los medidores de energía se deben seleccionar de acuerdo a lo indicado en la tabla 17 y bajo cumplimientos de exactitud y certificaciones exigidas anteriormente.


ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Tabla 17: Selección de Medidores de Energía

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión		Capacidad instalada (CI) en kVA	Medidor	Descripción del medidor <sup>1) 2) 9)</sup>			
		RETIE	CREG			Energía <sup>3)</sup>	Clase <sup>6)</sup>		
							Electromecánico	Estático	
Directa	Monofásico bifilar	BT	1	$CI \leq X^4)$	Monofásico bifilar	Activa	2 <sup>5)</sup>	1 Activa	
						Activa y Reactiva	--	1 Activa 1 Reactiva	
	Monofásico trifilar	BT	1	$CI \leq X^4)$	Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar	Activa	2 <sup>5)</sup>	1 Activa	
						Activa y Reactiva	--	1 Activa 1 Reactiva	
	Bifásico trifilar	BT	1	$CI \leq X^4)$	Bifásico trifilar	Activa	2 <sup>5)</sup>	1 Activa	
						Activa y Reactiva	--	1 Activa 1 Reactiva	
	Trifásico tetrafilar	BT	1	$CI \leq X^4)$	Trifásico tetrafilar	Activa	2 <sup>5)</sup>	1 Activa	
						Activa y Reactiva	--	1 Activa 1 Reactiva	
Semi-directa	Monofásico trifilar	BT	1	$> X^4)$	Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar	Activa y Reactiva	--	1 Activa 1 Reactiva	
	Trifásico tetrafilar	BT	1	$X^4) < CI < 100$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	--	1 Activa 1 Reactiva	
				$\geq 100^9)$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	--	0,5S Activa 0,5 S Reactiva	
Indirecta	Trifásico trifilar	MT	2 y 3	$100 \leq CI < 30\ 000$	Trifásico trifilar <sup>7)</sup> ó Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	--	0,5S Activa 0,5S Reactiva	
					Trifásico tetrafilar				
					Trifásico tetrafilar				
	Trifásico tetrafilar	MT, AT y EAT	2, 3 y 4	$CI \geq 30\ 000$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	--	0,2S Activa 0,5S Reactiva	
									Trifásico tetrafilar
									Trifásico tetrafilar
Trifásico tetrafilar	MT, AT y EAT	2, 3 y 4	$100 \leq CI < 30\ 000$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	--	0,5S Activa 0,5S Reactiva		
								Trifásico tetrafilar	
Trifásico tetrafilar	MT, AT y EAT	2, 3 y 4	$CI \geq 30\ 000$	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	--	0,2S Activa 0,5S Reactiva		
								Trifásico tetrafilar	

- 1) En la medición de energía eléctrica en plantas de generación y en puntos de medición del Sistema de Transmisión Nacional STN o capacidad instalada mayor o igual que 1 MVA, se requiere la instalación de un medidor principal y uno de respaldo; ambos medidores (principal y de respaldo) deben cumplir los criterios de selección indicados en la Tabla 1.
- 2) El medidor seleccionado podrá ser un Medidor Prepago.
- 3) Se debe instalar medidor de energía reactiva en los sistemas de medición semidirecta e indirecta. Para los sistemas de medición directa la instalación del medidor de energía reactiva se puede realizar en aquellos casos en los que sea considerado necesario con base en lo establecido por el ente regulador.
- 4) X corresponde al valor de la potencia aparente en KVA obtenida considerando la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor y la corriente máxima de los medidores de conexión directa disponibles para instalación.
- 5) Cuando la Capacidad Instalada sea mayor o igual que 10 kVA el medidor de energía activa no puede ser clase 2.
- 6) Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar medidores con índices de clase de menor valor a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de clase 1 se puede instalar un medidor clase 1S, 0,5, 0,5S o 0,2S.
- 7) Para puntos de conexión en el nivel de media tensión (MT) en las cuales la suma vectorial de las corrientes de las tres fases es igual a cero (por ejemplo cuando el primario del transformador de potencia es una delta).
- 8) Cuando se tienen varios sistemas de medición en el secundario del transformador de distribución o de potencia al cual está asociado el punto de medición, la medición individual de cada sistema de medición con capacidad instalada mayor o igual a 100 kVA también puede realizarse en forma Semidirecta.
- 9) Para la medición de energía se pueden seleccionar Sistemas de Medición Centralizada o Sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada – AMI (Advanced Metering Infrastructure).

Fuente: tomada de [20]


ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Tabla 18: Medidores de Energía y sus características eléctricas. (NTC 5019/2018).

Tipo de medición	Medidor de energía	Características del medidor										
		No. F	No. H	No. E	$V_r$ (V) <sup>1)</sup>	$F_r$ (Hz)	$I_b$ (A)		$I_n$ <sup>2)</sup> (A)	$I_{m\acute{a}x}$ <sup>3)</sup> (A)	CM (%)	
							Medidor Electromecánico	Medidor estático			Medidor electromecánico	Medidor estático
Directa	Activa, monofásico bifilar	1	2	1	120	60	≤ 15	≤ 10	-	≥ 60	≥ 400	≥ 600
	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240							
	Activa, bifásico trifilar	2	3	2	2 x 120/208							
	Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 120/208							
Semi-directa	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240		-	-	5	≥ 6	-	≥ 120
	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3 x 120							
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 120/208							
Indirecta	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3 x 120		-	-	5	≥ 6	-	≥ 120
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 69,2/120							

**CONVENCIONES**

No. F Número de fases      No. H Número de hilos      No. E: Número de elementos       $V_r$  Tensión de referencia  
 $F_r$  Frecuencia de referencia       $I_b$  Corriente básica       $I_n$  Corriente nominal       $I_{m\acute{a}x}$  Corriente máxima  
CM Cargabilidad del medidor

<sup>1)</sup> Las tensiones de referencia indicadas en la Tabla 3 corresponden a las requeridas para medidores a conectar en un sistema con tensiones entre líneas de 208 V o 240 V y tensiones línea a neutro de 120 V. En general la tensión de referencia del medidor debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor. También se permite la instalación de medidores multi-rango de tensión, siempre y cuando la tensión nominal del sistema eléctrico, en el punto de conexión del medidor esté dentro de los rangos de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor.  
Cuando el sistema de medición incluye transformadores de tensión (T1), la tensión de referencia del medidor se debe seleccionar con base en la tensión secundaria de los T1. asociados a éste, de tal forma que el rango de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor incluya la tensión secundaria de los T1.  
<sup>2)</sup> Cuando el sistema de medición incluye transformadores de corriente (T.c.) y éstos han sido seleccionados con corriente nominal de 1 A, la corriente nominal del medidor debe ser de 1 A.  
<sup>3)</sup> Para medición directa, la corriente máxima del medidor debe ser superior a la corriente a plena carga en el punto de conexión. Para las mediciones semi-directas e indirectas la corriente máxima del medidor debe ser mayor o igual al valor resultante de multiplicar la corriente nominal del T.c. por su factor de sobrecarga.


Fuente: tomada de [19]

Todos los medidores de energía a partir de la implementación de nuevas tecnologías y de acuerdo a las normas deben contar con un dispositivo de comunicación que le permita ser interrogado local o remotamente. Para la parametrización y lectura el medidor dispondrá de al menos dos puertos de comunicación que serán:

- Puerto óptico
- Puerto RS 232 o RS485
- Puerto Ethernet.

### Medidor Bidireccional

En las fronteras de generación, de comercialización conectadas al STN y los puntos de medición que se encuentren ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57.5 kV o en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos **se deben instalar medidores bidireccionales** para determinar

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

de forma independiente el flujo en cada sentido. [19]

### Medidores de Energía Reactiva

En los puntos de medición asociados a las fronteras de generación, las fronteras de comercialización conectadas al STN y en los puntos de medición que se encuentren ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57.5 kV se deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales.

De acuerdo a la norma NTC 5019, se debe instalar medidor de energía reactiva cuando la capacidad instalable sea mayor de 15 kVA.

Para el sector comercial e industrial es obligatoria la instalación de medidor de energía reactiva en sistemas bifásicos y trifásicos.

En resumen, las características de instalación de los medidores de energía activa-reactiva y de respaldo se definen en la tabla 19 y 20.

Tabla 19: Características de instalación de Medidores

Medidores	
Energía Reactiva	De Respaldo
En los puntos de medición asociados a las fronteras de generación, de comercialización conectadas al STN y en los puntos de medición que se encuentren ubicados en NT iguales o superiores a 57.5 KV.	En las fronteras de generación, las fronteras de comercialización conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipo 1 y 2.  Toda instalación con una potencia instalada mayor o igual a 1000 kVA debe contar con un medidor de respaldo.
Para NT inferiores a 57.5 KV, el OR puede exigir la instalación de medidores de energía reactiva.	Deben operar de manera permanente y deben tener las mismas características técnicas del medidor principal.

Donde se  
Instalan y


CONDICIONES	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1
	En las F.C en las que no es requisito la instalación de medidores de energía reactiva, pero cuyo medidor permite la lectura de reactiva adicional a la activa, el RF debe registrar y conservar dichas lecturas.	La conexión del medidor de respaldo debe realizarse de tal forma que reciban las mismas señales de tensión y de corriente del principal.

Tabla 20: Características Generales Instalación de Medidores para F.C

Medidor Principal	Sincronización del Reloj <sup>10</sup>	Unidades de Medida	Resolución de la medida
-------------------	--	--------------------	-------------------------

<sup>10</sup> Corresponde al desfase máximo permitido del reloj del medidor, con respecto a la hora oficial de Colombia, según el artículo 16 de la CREG 038/2014.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Activa</li> <li>• Reactiva</li> <li>• Bidireccional (Si Aplica)</li> </ul>	<b>Tipo de Punto de Medición</b>	<b>Máximo desfase permitido (segundos)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• KWh para la energía activa.</li> <li>• kVArh para la energía reactiva.</li> </ul>	Debe ser como mínimo de 0,01
	1 y 2	30		
	3, 4 y 5	60		

Fuente: adaptado de [5]


### Factor Multiplicador de la Medida

El Factor multiplicador es el factor por el cual se multiplican los datos de energía almacenados en el medidor, con el objetivo de expresar el valor de energía real en datos primarios.

La programación de los medidores de energía de medida semidirecta e indirecta, se debe realizar con base en los valores nominales secundarios de corriente y/o tensión, de los transformadores utilizados en la medición de energía en cada una de las instalaciones. El Factor de Multiplicación ( $FM_{CT's}$  ,  $FM_{PT's}$ ) de los transformadores de corriente y/o tensión debe quedar indicado de forma visible en la parte frontal del medidor, con previa revisión por parte del técnico encargado de la instalación.

El Factor de Multiplicación de la medida (FM) se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FM_{CT's} = \frac{I_{np}}{I_{ns}} \quad (24)$$

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

$$FM_{PT's} = \frac{V_{np}}{V_{ns}} \quad (25)$$

$$FM_{Medida} = FM_{CT's} \times FM_{PT's} \quad (26)$$

Donde:

- $FM_{CT's}$  : Factor de multiplicación para Transformadores de Corriente
- $FM_{PT's}$  : Factor de multiplicación para Transformadores de Tensión
- $FM_{Medida}$  : Factor de Multiplicación de la medida
- $V_{np}$  : Voltaje Nominal Primario del Transformador de Tensión
- $V_{ns}$  : Voltaje Nominal Secundario del Transformador de Tensión
- $I_{np}$  : Corriente Nominal Primaria del Transformador de Corriente
- $I_{ns}$  : Corriente Nominal Secundaria del Transformador de Corriente

El factor multiplicador de la medida debe estar expresado en enteros o en su defecto tener máximo dos números decimales, utilizando el método común de redondeo para el segundo decimal.

Cuando solo se tienen transformadores de corriente en la instalación, se asume que el factor de multiplicación de los transformadores de tensión es 1.

### **Requisitos de Registro y Lectura de la Información**

El artículo 15 de la resolución CREG 038/2014 expone los lineamientos que se deben cumplir para el correcto registro y lectura de la información de los medidores de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC. La recopilación de estos lineamientos se evidencia en la figura 37.


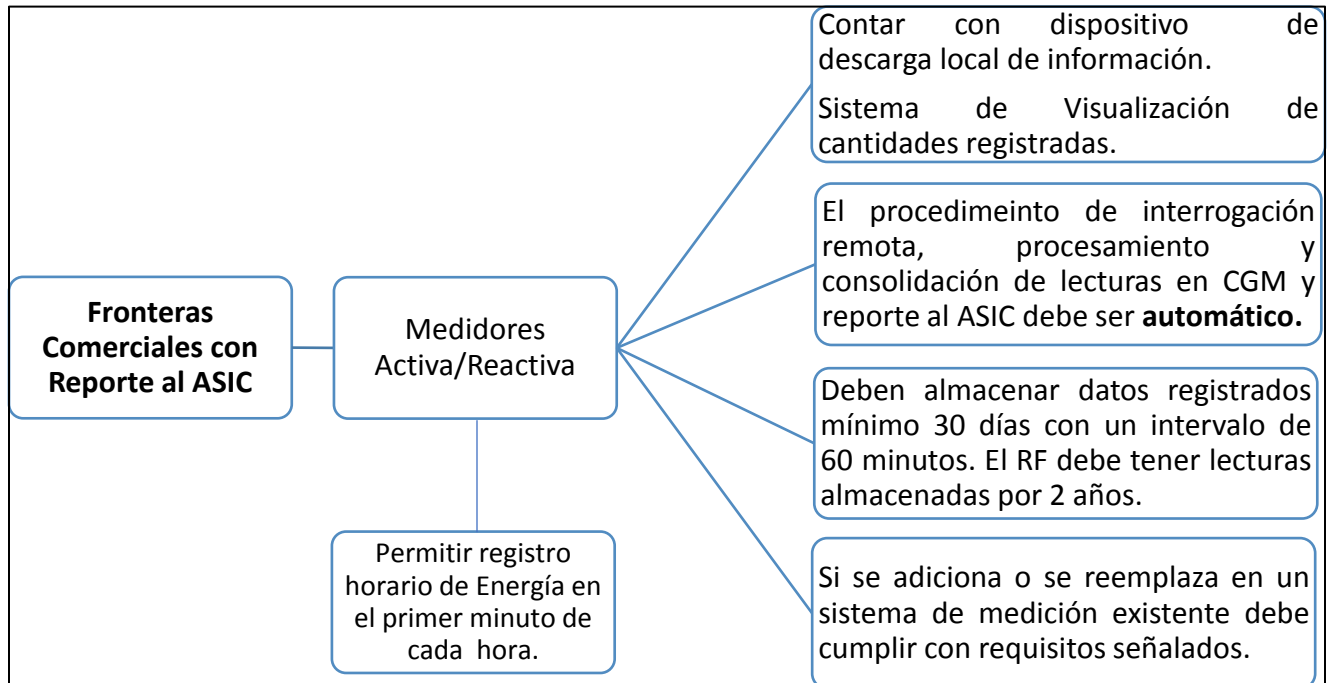
ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Figura 37: requisitos para la lectura y registro de la información de los medidores.



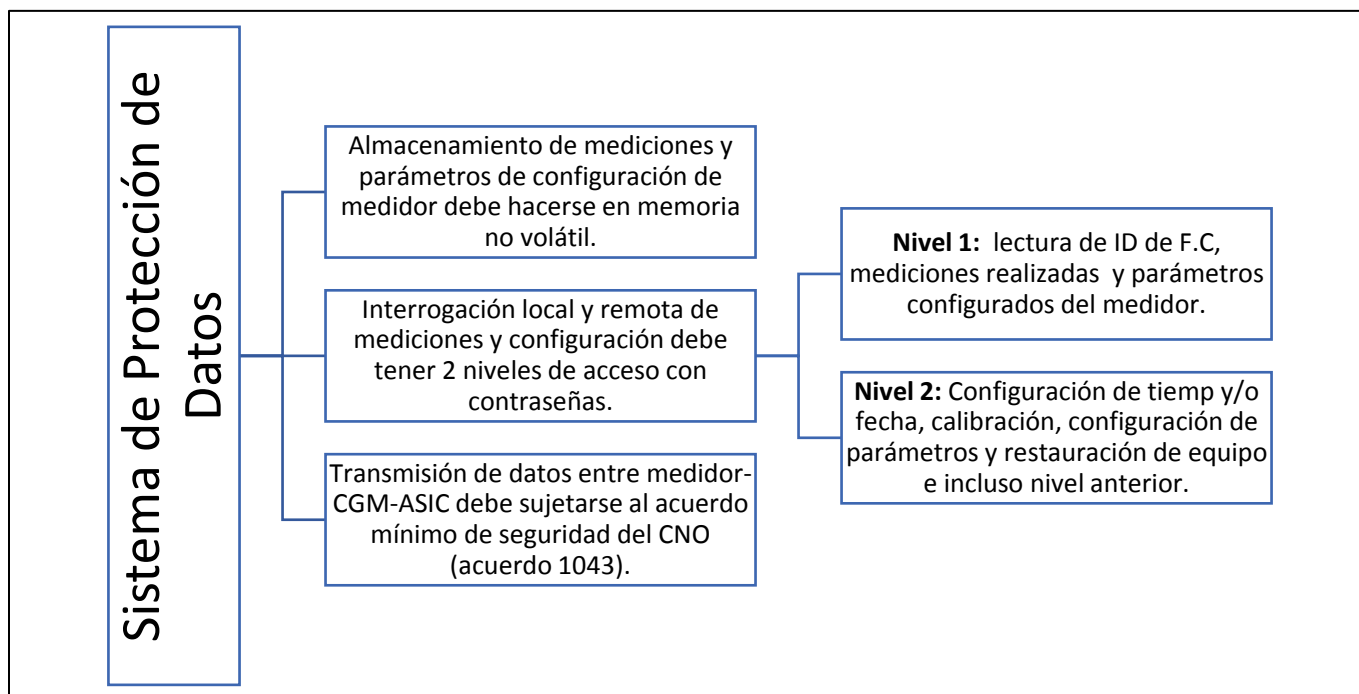
Fuente: Elaboración propia

### Protección de Datos

Los medidores deben contar con un sistema de protección de datos (con las características que se observan en la figura 38), para las fronteras que tengan reporte al ASIC, en concordancia con el artículo 17 de la CREG 038/2014.


ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Figura 38: Sistema de Protección de Datos de los medidores



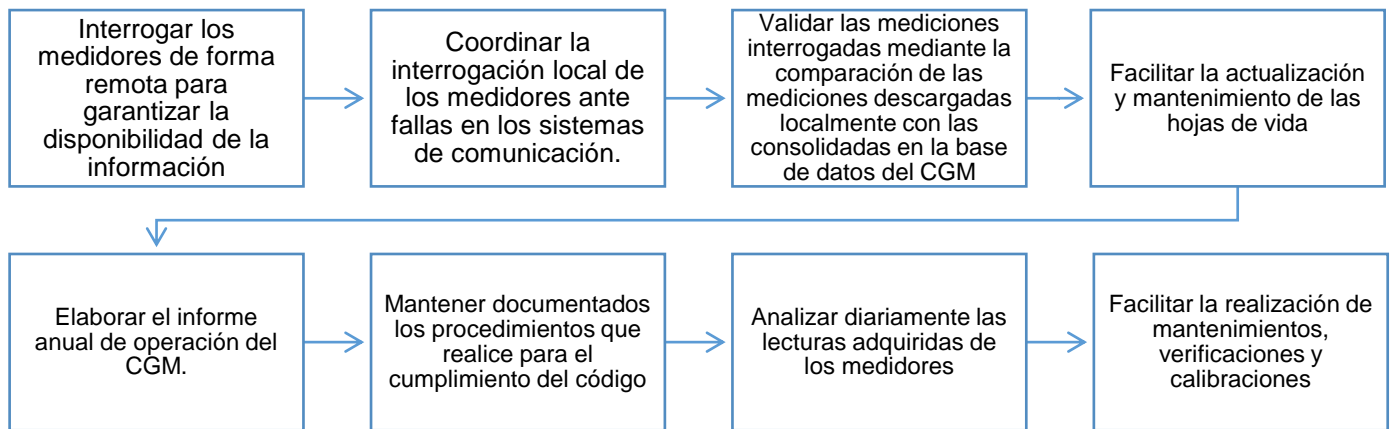
Fuente: Elaboración Propia



ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

## Actividades del Centro de Gestión de la Medida CGM

Figura 39: Principales Actividades del CGM.



Fuente: adaptado de [5]

## SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA

### SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (CT's)

Para la selección de los CT's se deben tener en cuenta las normas de fabricación NTC-ANSI-IEE u aquellas que las sustituyan o modifiquen, tal como se evidencia en la tabla 4 del presente trabajo.

Esta selección debe ir precedida por los siguientes aspectos:

- a) La selección de los transformadores de corriente debe hacerse teniendo en cuenta el cálculo de la potencia total instalada, teniendo en cuenta la capacidad y cantidad de motores, iluminación, equipos, entre otros, los factores de demanda y simultaneidad, las fechas de entrada en operación de las etapas y la potencia de cada una (cuando se proyecte por etapas).

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

- b) Para los casos donde se la conexión se haga a través de un transformador de potencia la selección de los transformadores de corriente debe realizarse teniendo en cuenta la corriente nominal del transformador de potencia del lado donde se instalará el sistema de medida.
- c) El cálculo de la capacidad instalada en unidades residenciales que requieran medida semidirecta, debe seguir el procedimiento de cálculo descrito en la sección 220 de la NTC 2050.
- d) Los transformadores de corriente que tengan bornera de conexión deberán contar con una tapa protectora que permita la instalación de sellos.

### Corriente Primaria Nominal

Acorde a la tercera actualización de la norma NTC 5019, la corriente primaria nominal del CT se debe seleccionar de tal manera que el valor de la corriente a plena carga en el sistema eléctrico al cual está conectado el transformador de corriente, esté comprendido entre el 80% de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del CT, es decir:

$$0,8 I_{pn} \leq I_{pc} \leq I_{pn} * FC \quad (27)$$

Donde,

$I_{pc}$ : Corriente a plena carga del sistema eléctrico en el punto donde se conectará el transformador. Corresponde al valor de corriente máxima en una instalación eléctrica calculado con base en la capacidad instalada.

Este valor se calcula de la siguiente manera para los servicios:

- Servicios monofásicos bifilares:  $I_{pc} = \frac{S_t}{V_{fn}}$
- Servicios monofásicos y bifásicos trifilares:  $I_{pc} = \frac{S_t}{2 * V_{fn}}$
- Servicios trifásicos trifilares o tetrafilares:  $I_{pc} = \frac{S_t}{\sqrt{3} * V_{ff}}$

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

En donde,

$S_t$ : capacidad instalada

$V_{fn}$ : tensión fase a neutro en la instalación eléctrica

$V_{ff}$ : tensión fase a fase en la instalación eléctrica

$I_{pn}$ : corriente primaria nominal del transformador de corriente seleccionado.

$FC$ : Factor de cargabilidad descrito en la sección de definiciones.

En las tablas 21 y 22 definen el valor de la corriente primaria nominal de los CT para mediciones semidirectas y para mediciones indirectas respectivamente considerando un factor de cargabilidad de 1,2.

Tabla 21: Relación de transformación de CT para mediciones semidirectas (NTC 5019)

Corriente a plena Carga (A)	Corriente primaria del t.c. (A)
$100 \leq I_{pc} < 120$	100
$120 \leq I_{pc} < 160$	150
$160 \leq I_{pc} < 180$	150 - 200
$180 \leq I_{pc} < 240$	200 - 250
$240 \leq I_{pc} < 300$	250 - 300
$300 \leq I_{pc} < 320$	300
$320 \leq I_{pc} < 360$	300 - 400
$360 \leq I_{pc} < 400$	400
$400 \leq I_{pc} < 480$	400 - 500
$480 \leq I_{pc} < 600$	500 - 600
$600 \leq I_{pc} < 640$	600
$640 \leq I_{pc} < 720$	600 - 800
$720 \leq I_{pc} < 800$	800
$800 \leq I_{pc} < 960$	800 - 1000
$960 \leq I_{pc} < 1200$	1000 - 1200
$1200 \leq I_{pc} < 1440$	1200 - 1500
$1440 \leq I_{pc} < 1600$	1500
$1600 \leq I_{pc} < 1800$	1500 - 2000
$1800 \leq I_{pc} < 2400$	2000
$2400 \leq I_{pc} < 3200$	3000
$3200 \leq I_{pc} < 3600$	3000 - 4000

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Tabla 22: Relación de transformación de CT para mediciones indirectas (NTC 5019)


Corriente a plena carga (A)	Corriente primaria del t.c. (A)
$4 \leq I_{pc} < 6$	5
$6 \leq I_{pc} < 8$	Véase la Nota 1
$8 \leq I_{pc} < 12$	10
$12 \leq I_{pc} < 16$	15
$16 \leq I_{pc} < 18$	15 – 20
$18 \leq I_{pc} < 20$	20
$20 \leq I_{pc} < 24$	20 – 25
$24 \leq I_{pc} < 30$	25 -30
$30 \leq I_{pc} < 32$	30
$32 \leq I_{pc} < 36$	30 – 40
$36 \leq I_{pc} < 40$	40
$40 \leq I_{pc} < 48$	40 – 50
$48 \leq I_{pc} < 60$	50 – 60
$60 \leq I_{pc} < 64$	60 – 75
$64 \leq I_{pc} < 80$	75 – 80
$80 \leq I_{pc} < 90$	75 – 80 - 100
$90 \leq I_{pc} < 96$	80 – 100
$96 \leq I_{pc} < 120$	100
$120 \leq I_{pc} < 160$	150
$160 \leq I_{pc} < 180$	150 – 200
$180 \leq I_{pc} < 200$	200
$200 \leq I_{pc} < 240$	200 – 250
$240 \leq I_{pc} < 300$	250 – 300
$300 \leq I_{pc} < 320$	300
$320 \leq I_{pc} < 360$	300 – 400
$360 \leq I_{pc} < 400$	400
$400 \leq I_{pc} < 480$	400 – 500
$480 \leq I_{pc} < 600$	500 – 600

**Nota 1:** para valores de corriente entre 6 y 8 A el CT debería ser clase 0,2S o 0,5S, según sea requerido.

### Corriente Secundaria Nominal

El valor normalizado de corriente secundaria nominal es 5 A. En casos especiales se permite la instalación de CT con corriente nominal secundaria de 1 A.

### Clase de Exactitud

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Las clases de exactitud normalizadas para los transformadores de corriente para medición son:

0.1– 0.2 – 0.2S – 0.5 – 0.5S – 1

De acuerdo al tipo de punto de medición, se debe contemplar la clase de exactitud de los transformadores de corriente, tal como se indica en la Tabla 12.

Para los transformadores de corriente, la clase de exactitud se designa con el porcentaje más alto permisible del error de relación ( $\epsilon$ ) a corriente primaria nominal y carga nominal.

### **SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE TENSION (PT's)**

Para la selección de los transformadores de tensión se debe tener en cuenta lo indicado en los siguientes ítems, además de cumplir con los requisitos de exactitud y certificaciones expuestos en las secciones anteriores de requisitos técnicos para la selección de equipos de medida.

#### **Tensión Primaria Nominal**


La tensión primaria nominal de un transformador de tensión debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado.

#### **Tensión Secundaria Nominal**

La tensión secundaria nominal del transformador de tensión debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste.

Se recomienda que los medidores multirango sean calibrados para el valor de tensión secundaria nominal seleccionada para el transformador de tensión.

Se recomienda que la tensión secundaria nominal sea seleccionada de tal forma que el factor entre la tensión nominal primaria y secundaria sea un número entero. Cuando esto no sea posible, se debe expresar máximo dos números decimales, utilizando el método común de redondeo para el segundo decimal.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

En los transformadores destinados a ser instalados entre fase y tierra en las redes trifásicas en donde la tensión primaria nominal es un número dividido por  $\sqrt{3}$ , la tensión secundaria nominal debe ser un valor dividido por  $\sqrt{3}$ . Por ejemplo: Si la tensión nominal primaria es  $\frac{13200}{\sqrt{3}} V$ , entonces la tensión nominal secundaria puede ser  $\frac{120}{\sqrt{3}} V$ .

### Relación de Transformación

La relación de transformación debe ser un número entero o en su defecto tener máximo un dígito decimal.


### Transformadores Combinados

Cuando se utilizan transformadores combinados, aplican los criterios para la selección del transformador de corriente y para la selección del transformador de tensión. Adicionalmente, el transformador debe cumplir los requerimientos de la NTC 4540.

### Requerimiento de Núcleos de Medida y de Protección

Al seleccionar transformadores de medida es necesario identificar la cantidad de núcleos de medida y núcleos de protección teniendo en cuenta el punto de conexión donde se instalarán.

Se recomienda que para tensiones superiores a 57,5 kV es necesario que los transformadores de corriente cuenten como mínimo con 2 núcleos de medida y 3 de protección y los transformadores de tensión con mínimo 1 núcleo de medida y 2 de protección.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

### Niveles de Aislamiento

Por norma los niveles de aislamiento para transformadores deben seleccionarse teniendo en cuenta que estos no sean inferiores a la tensión nominal primaria que establecen las tablas sobre niveles de aislamiento nominales según cada una de las normas de fabricación de los transformadores de medida correspondientes. [20]

### Selección de la capacidad de Potencia Nominal (Burden)


La carga nominal (Burden) del transformador de medida debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre el 25% y el 100% de su valor. Si por alguna razón esto no llegará a cumplirse se deben instalar resistencias de compensación.

Se permitirá que la carga conectada al transformador de medida sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de calibración de laboratorio que garantice la exactitud del transformador de medida en dichos valores. Lo anterior se aplicará a los transformadores de corriente cuando la carga (burden) nominal del equipo sea menor de 5 VA, usando un factor de potencia de 1.0, con un valor mínimo de 1 VA, y en el caso de los transformadores de tensión cuando el burden nominal sea menor o igual a 10VA con un factor de potencia de 1.

El Burden total del transformador de medida (VA TOTAL) corresponde a la suma de los siguientes valores:

$$VA_{Total} = VA_{Conductor} + VA_{Medidores} + VA_{Borneras} \quad (28)$$

En donde,

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

$VA_{Conductor}$  : Es la potencia consumida (burden) debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.

$VA_{Medidores}$  : Es la potencia máxima total (burden) de los dispositivos de medida asociados. Este valor se deberá tomar de la ficha técnica de cada uno de los equipos.

$VA_{Borneras}$ : Es la potencia consumida debido a la impedancia de las borneras asociadas al circuito secundario.

### **Cables de Conexión entre los CT/PT y el Medidor**


El cable usado para la conexión entre los bornes secundarios de los transformadores de medida de tensión y de corriente y los bornes del medidor de energía debe ser en calibre 12AWG en cobre o de una sección transversal mayor.

### **Bloque de pruebas o borneras**

El bloque de prueba debe ser usado en toda instalación que requiera medición semi-directa o medición indirecta, para garantizar la operación independiente de cada una de las señales provenientes de los transformadores de medida. A través de su accionamiento se podrán cortocircuitar las señales de corriente de los CT y abrir las señales de tensión de los PT para manipular con seguridad el medidor. Estos elementos deben cumplir con lo establecido con la norma NTC 5019.

El bloque de pruebas se selecciona de acuerdo al número de elementos de la medición. Para una medición de dos elementos se utiliza un bloque de pruebas de siete polos y para una medición de tres elementos se utiliza un bloque de pruebas de diez polos; también se permite utilizar bloques de pruebas de diez polos en mediciones de dos elementos.



ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

El bloque de pruebas debe cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

- Debe permitir desconectar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en el punto de conexión (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
- Debe garantizar en sus conexiones y ajustes, un buen contacto eléctrico. Además, deberá tener una cubierta sólida y transparente, de forma tal que sea posible inspeccionar el estado de sus partes móviles y contactos sin necesidad de removerla.
- Debe tener dispositivos para la colocación de sellos de seguridad que impidan retirar la cubierta para manipulación en forma indebida o no autorizada.
- Los tornillos y las aldabas no se deben deformar con el ajuste mínimo de apriete.
- Deberá contar con certificado de conformidad de producto expedido por un organismo acreditado por el ONAC.

Podrán utilizarse bloque de prueba tipo cuchilla o bloques de prueba tipo lengüeta siempre y cuando se dé cumplimiento a lo establecido anteriormente.

## 7.7. ASPECTOS OPERATIVOS

Esta sección abarca los requisitos para la instalación y condiciones de acceso de los sistemas de medición; requisitos para la instalación de sellos, hoja de vida para el registro de los sistemas de medición; mantenimiento y condiciones de reposición de equipos; finalmente, el tratamiento de fallas en los componentes del sistema de medida.

### **Instalación del Sistema de Medición y Puesta de Sellos**


ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

El sistema de medición debe estar instalado en el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador.

La instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las condiciones y disposiciones descritas en la tabla 23:

*Tabla 23: Condiciones y disposiciones de instalación y acceso al sistema de medida.*

Eje Principal	Descripción
<b>Instalación</b>	
Ruta de Instalación de equipos de medida	Los equipos de medida deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo posible de conexiones y cables.
Protección física de equipos de medida	Deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que queden protegidos contra condiciones climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor.
Operación de CT's y PT's	Deben operar dentro de los rangos de carga nominal establecidos en las normas técnicas aplicables, garantizando la clase de exactitud incluyendo el burden total.
Tensión Primaria Nominal	La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal presente en el punto de medición.
Valor nominal de Corriente y Tensión del medidor	La tensión y corriente nominal del medidor de energía debe corresponder con la tensión y corriente nominal secundaria de los transformadores de medida respectivamente.
Conductores de Tensión y Corriente	Las señales de corriente y de tensión deben ir debidamente marquilladas y asegurados. Como mínimo la información que se debe registrar en la marquilla debe ser la referencia del borne donde va conectado.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Tipo de Conexionado según puntos de medición	Para los puntos de medición tipo 1 o ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV, el sistema de medición debe determinar la energía para cada una de las tres (3) fases, a través de un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente.
Requerimiento para medición semidirecta o indirecta	Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.
<b>Acceso</b>	
Devanados Exclusivos	Para el caso de los transformadores de medida, deben tener un <b>devanado exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medida</b> ; esto es que, el devanado donde se conecte la medida debe ser independiente del devanado donde se conecten las protecciones
Responsabilidad del RF	Debe asegurar el acceso al sistema de medición, para efectos de las verificaciones establecidas en la regulación.
Acceso a Mediciones	Debe realizarse de forma local y/o remota del medidor.
Sellos	El RF debe suministrar e instalar sellos y proveer la señalización adecuada para evitar manipulaciones e interferencias no intencionales.

Fuente: Autor

### Cálculo de la Regulación de tensión

En el artículo 9 de la Resolución CREG 038/2014, dentro de los requisitos de exactitud de los elementos de medida se contempla un límite de error porcentual total máximo (en módulo y fase) del 0.1%, introducido en la medida debido a la caída de tensión en los cables y demás elementos ubicados entre los circuitos secundarios del PT y el equipo de medida.

Su cálculo se puede consultar en el numeral 6 de Metodología de Cálculo de Regulación de tensión que se encuentra en un apartado del presente trabajo.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

### Mantenimiento del Sistema de Medición

Es importante cumplir con la frecuencia de mantenimiento que establece la CREG 038/2014 de los equipos que conforman el sistema de medida, de acuerdo al punto de medición. Ver anexo 4 en el artículo 28 la tabla con los tiempos señalados para cada tipo de punto de medición.

El procedimiento de mantenimiento que puede ser implementado por un RF para sus sistemas de medición de las fronteras comerciales, se puede evidenciar en la tabla 24 y en el formato de mantenimiento del anexo 6.

Tabla 24: Actividades de Mantenimiento de SM

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES		
ELEMENTO	ACTIVIDADES	DESCRIPCIÓN
TRANSFORMADORES DE MEDIDA	Calibración	Para CT's y PT's, solo se realiza calibración en algunas de las siguientes situaciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014).</li> <li>• Después de cualquier reparación que implique cambio o desarme de partes internas del transformador para corroborar que mantienen sus características metrológicas.</li> <li>• Pasados 18 meses desde la fecha de calibración y previo a la puesta en servicio, para el caso de los transformadores de tensión y de corriente con tensión nominal <math>\leq 35</math> kV (Literal g del Anexo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014).</li> </ul>
	Pruebas de Rutina	La frecuencia establecida en la regulación para la realización de las pruebas de rutina a los CT's y PT's para los puntos de medición 1,2,3,4 y 5 es cada <b>12 años</b> . Sin embargo, se deben someter a pruebas los trafos en caso de presentarse dos situaciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas.</li> <li>• Para el caso de los transformadores de tensión y de</li> </ul>


ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

		corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar las pruebas de rutina señaladas
--	--	--

*Tabla 24: Actividades de Mantenimiento SM (Continuación)*

<b>TRANSFORMADORES DE MEDIDA</b>	<b>Verificación de Datos de Placa Característica</b>	Comparar entre los datos presentes en la placa de característica del equipo y los registrados en la hoja de vida del transformador. En caso de que la placa de características ya no sea legible, se debe sustituir por una nueva placa que contenga la información registrada en la hoja de vida del trafo.
	<b>Verificación de los Sellos de Seguridad</b>	Todos los sellos de seguridad deben encontrarse en perfecto estado, si se evidencia que alguno fue manipulado o requiere cambio por deterioro físico, debe levantarse un reporte y proceder a realizar la respectiva acta; posterior a esto se hace la reposición del sello.
	<b>Inspección del estado de la caja de terminales secundarios de conexión</b>	La caja de terminales secundarios puede ser afectada por la contaminación y oxidación. De acuerdo con su estado, se debe ejecutar tareas de limpieza y protección contra la oxidación.
	<b>Verificación de Fugas de Aceite (Si Aplica)</b>	Cuando se presenten fugas de aceite, deberá hacerse un reporte o (informe), donde se indique el nivel de aceite actual, método de contención de aceite implementado.


	<b>Verificación de limpieza de equipos</b>	Ejecutar las tareas de limpieza requerida por los equipos.
<b>MEDIDORES DE ENERGÍA</b>	<b>Verificación del estado de los sellos</b>	<p>Verificar el estado de los sellos identificando alguno de los casos expuestos en la norma NTC 4856:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sello roto o abierto</li> <li>• Sello deformado</li> <li>• Sello manipulado</li> <li>• Sello con elemento extraño</li> <li>• Sello no existe</li> </ul>
	<b>Verificación de la parametrización del medidor</b>	<p>Revisar que la programación del medidor es la adecuada, para el tipo de frontera.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificación del Factor de Medida (FM)</li> <li>• Verificación del intervalo de integración</li> </ul>

<b>ENERGÍA</b>	<b>GUÍA TÉCNICA</b>	<b>Código GT-01</b>
	<p>Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera</p>	<p>Fecha: 01/03/2018</p>
	<p>Requisitos del Nuevo Código de Medida</p>	<p>PÁGINA: 1 de 1</p>

*Tabla 24: Actividades de Mantenimiento SM (Continuación)*

<b>MEDIDORES DE ENERGÍA</b>	<b>Calibración</b>	<p>Se debe realizar la calibración de los medidores de energía de acuerdo a la frecuencia de ejecución del mantenimiento preventivo a los sistemas de medición definido en el artículo 28 de la CREG 038/2014. Otras intervenciones que conllevan a la calibración inmediata de los medidores son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014).</li> <li>• “Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo”. Artículo 27 párrafo 2 Resolución CREG 038 de 2014).</li> <li>• Por modificación de la programación que afecte la calibración del medidor (artículo 32 de la Resolución CREG 038 de 2014).</li> </ul>
-----------------------------	--------------------	--

	<b>Verificación de los Datos del Medidor</b>	Identificación y registro de las características técnicas del medidor: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de serie.</li> <li>• Tipo y modelo.</li> <li>• Rangos de corriente y tensión.</li> <li>• Constante del medidor.</li> <li>• Clase</li> <li>• Entre otros</li> </ul>
--	--	---

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

	<b>Verificación Externa del Medidor</b>	-Se debe determinar el estado de los componentes del medidor, tales como: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Base</li> <li>• Tapa principal</li> <li>• Terminales</li> <li>• Bloque de terminales</li> <li>• Tapa de bloque de terminales</li> <li>• Entre otros</li> </ul> - Revisión del conexionado del medidor, se deberán tomar pruebas fotográficas que permitan comprobar el antes y el después de la conexión.
--	---	--

*Tabla 24: Actividades de Mantenimiento SM (Continuación)*

<b>CONDUCTORES DE SEÑAL DE TENSION Y DE CORRIENTE</b>	<b>Verificación de las conexiones</b>	Verificar que las conexiones sean las adecuadas de acuerdo con el sistema de medición.
	<b>Ajuste y limpieza de las conexiones</b>	Realizar limpieza y ajuste (apriete) de las conexiones, verificar que al halar los cables suavemente no se suelten de los terminales.

	<b>Verificación del asilamiento</b>	Revisar el estado del asilamiento del cable, que no se encuentre agrietado, ni deteriorado.
	<b>Verificación de la marcación</b>	Revisar que la marcación de los conductores aun este presente y en caso de que no, se debe realizar su reposición
	<b>Verificación de la continuidad</b>	Revisar que los conductores no se encuentren interrumpidos en ningún punto de su recorrido
<b>BLOQUE DE BORNERAS DE PRUEBA</b>	<b>Verificación de las conexiones</b>	Verificar que las conexiones y puentes sean las adecuadas de acuerdo con el sistema de medición
	<b>Ajuste y limpieza de las conexiones</b>	Realizar limpieza y ajuste (apriete) de las conexiones, verificar que al halar los cables suavemente no se suelten de los terminales.
	<b>Verificación del estado de los sellos.</b>	Verificar el estado de los sellos identificando alguno de los casos: <ul style="list-style-type: none"> <li>•Sello roto o abierto</li> <li>•Sello deformado</li> <li>•Sello manipulado</li> <li>•Sello con elemento extraño</li> <li>•Sello no existe</li> </ul>
<b>CARGAS DE COMPENSACIÓN (CUANDO SE REQUIERAN)</b>	<b>Verificación de temperatura</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Se debe incluir la realización de una termografía del punto donde se encuentra instalada y conectada la carga de compensación.</li> <li>• Realizar inspección visual y verificación de ohmiaje para las cargas de compensación instaladas en los CT's y PT's.</li> </ul>

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1
<b>DISPOSITIVOS DE INTERFAZ DE COMUNICACIÓN</b>	<b>Revisión de los equipos de comunicación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limpieza del equipo</li> <li>•Ajuste de tornillería</li> <li>•Verificación del cableado (sulfatado, averiado, desgaste)</li> <li>•Pruebas de comunicación posteriores de limpieza</li> </ul>

Tabla 24: Actividades de Mantenimiento SM (Continuación)



<b>PANEL O TABLERO</b>	<b>Verificación de la integridad física</b>	Observar que no presente daños visibles, piezas flojas o sueltas, ni partes oxidadas. Cuando un tablero presenta estas condiciones se debe proceder a solucionarlas de acuerdo con la necesidad.
	<b>Verificación del estado de los sellos.</b>	Verificar el estado de los sellos identificando alguno de los casos: <ul style="list-style-type: none"> <li>•Sello roto o abierto</li> <li>•Sello deformado</li> <li>•Sello manipulado</li> <li>•Sello con elemento extraño</li> <li>•Sello no existe</li> </ul>
	<b>Verificar la acumulación de suciedad y polución</b>	Retirar el polvo, limpiar el gabinete, limpiar las entradas de ventilación natural.
	<b>Verificación del estado de las terminales</b>	Ajuste y reapriete de terminales.
	<b>Verificaciones de los conductores de puesta a tierra</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Verificar que los conductores de tierra estén bien ajustados o apretados.</li> <li>•Verificar la continuidad de los conductores de tierra y el tablero.</li> </ul>
	<b>Verificación de puertas y cerraduras</b>	Verificar y ajustar puertas y cerraduras.
<b>OBSERVACIONES</b>	Para todo procedimiento de inspección visual y maniobra que se realice sobre los elementos del sistema de medición se debe diligenciar el acta de revisión- verificación y los diagramas de conexionado de medida.	

Fuente: Autor

### Registro y Hoja de Vida del Sistema de Medición

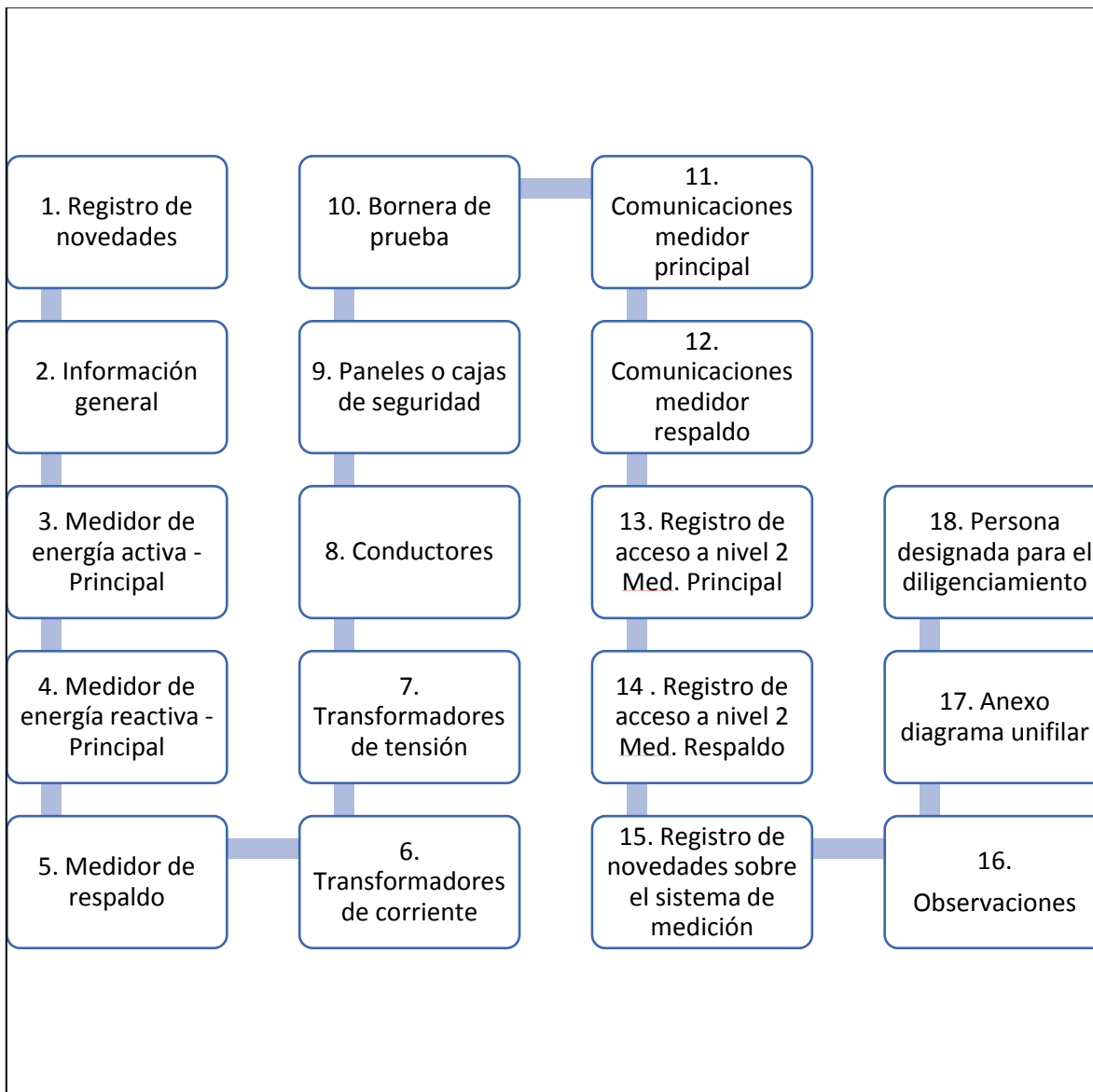
El RF debe mantener un registro electrónico actualizado de los sistemas de medición instalados en las fronteras comerciales que representa. Como parte de esto registro se encuentra la hoja de vida del sistema de medida, en la cual reposan las características técnicas de los elementos del sistema, actas de las verificaciones, registro de calibraciones, mantenimientos, sellos instalados y

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

demás intervenciones realizadas.

El CAC estableció un formato que contiene los aspectos que se describen en la figura a continuación.

Figura 40: Campos del formato Hoja de Vida de Sistemas de Medición

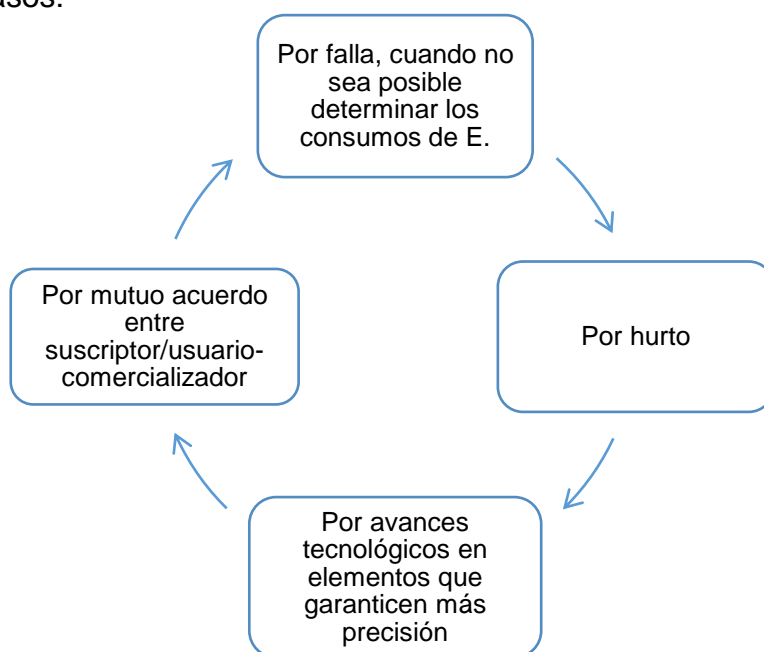


Fuente: adaptado de [5]


ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

### Reposición de Elementos del Sistema de Medición

El RF debe asegurar el reemplazo de los elementos del sistema de medida en los siguientes casos:

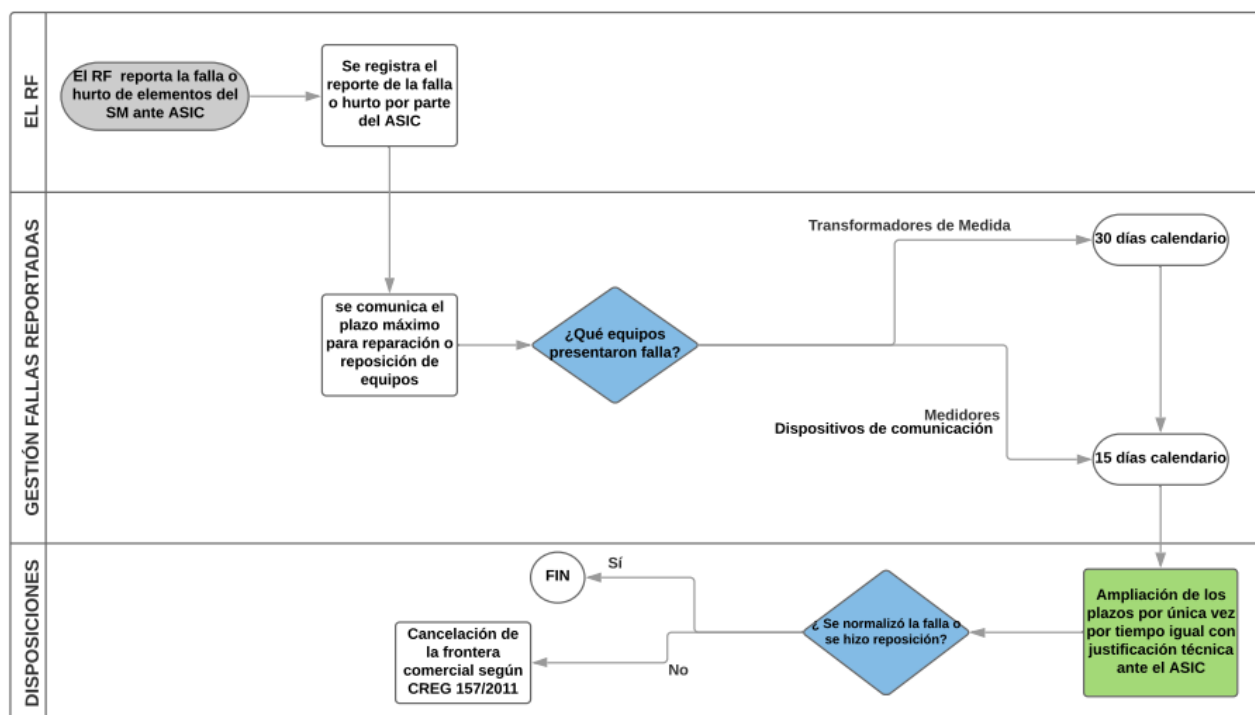


### Falla o hurto de elementos del Sistema de Medición

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

El proceso y gestión de las fallas de los sistemas de medida se señala en el diagrama de flujo de la figura 41:

Figura 41: Diagrama de flujo proceso de gestión de fallas en los SM



Fuente: Elaboración propia

La CREG 038/2014 establece la cantidad máxima de fallas que son admitidas para las fronteras comerciales. Ver tabla 25.

Tabla 25: límite de fallas para las fronteras comerciales

Año	Cantidad de fallas
1	4
2	4
3	3
≥ 4	2

Fuente: tomado de [16]

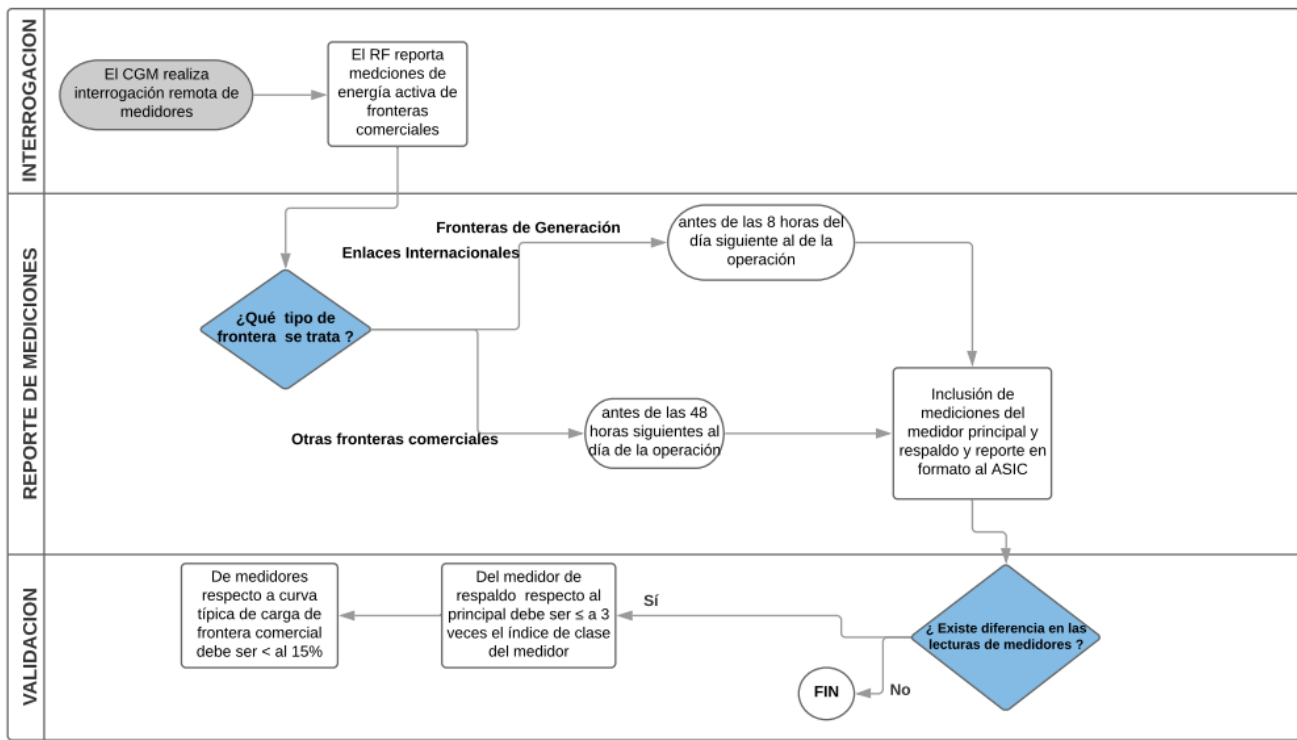
ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

El ASIC debe determinar la cantidad de fallas de cada frontera comercial el primer día hábil de cada mes empleando los 12 meses anteriores. Así mismo, para determinar la cantidad de fallas de las fronteras comerciales se contarán las fallas reportadas para el medidor principal, de respaldo, los transformadores de medida y los dispositivos de interfaz de comunicación.

## 7.8. GESTIÓN DE LA MEDICIÓN

Las fronteras comerciales con reporte al ASIC deben ser interrogadas de forma remota de acuerdo a las siguientes reglas y condiciones detalladas en la figura 42:

Figura 42: Diagrama de flujo procedimiento de gestión de la medida



Fuente: Elaboración Propia

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

### Plazos para la Implementación

Tanto el ASIC como el RF deben sujetarse a los plazos establecidos en la tabla 26 para la implementación del reporte de las lecturas de las fronteras comerciales.

*Tabla 26: plazos para la implementación del reporte de F.C*

Actividad	Plazo (meses)
Publicación por parte del ASIC del plan de adecuaciones para la implementación del aplicativo web, las especificaciones técnicas del servicio y los formatos de reporte	6
Adecuación de los sistemas de información de los RF y el ASIC para el reporte de las lecturas	12
Ejecución por parte del ASIC de pruebas piloto con los todos los RF	18
Corrección y ajustes finales por parte de los RF y el ASIC	24

Fuente: tomado de [16]

### 7.9. VERIFICACION

La verificación corresponde al conjunto de actividades dirigidas a corroborar que el sistema de medición se encuentre en correcto estado de funcionamiento y conforme a los requisitos establecidos.

En la resolución CREG 038/2014 se exponen dos tipos de verificaciones a las cuales son sometidos los sistemas de medición de las diferentes fronteras comerciales. Ver figura 43

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

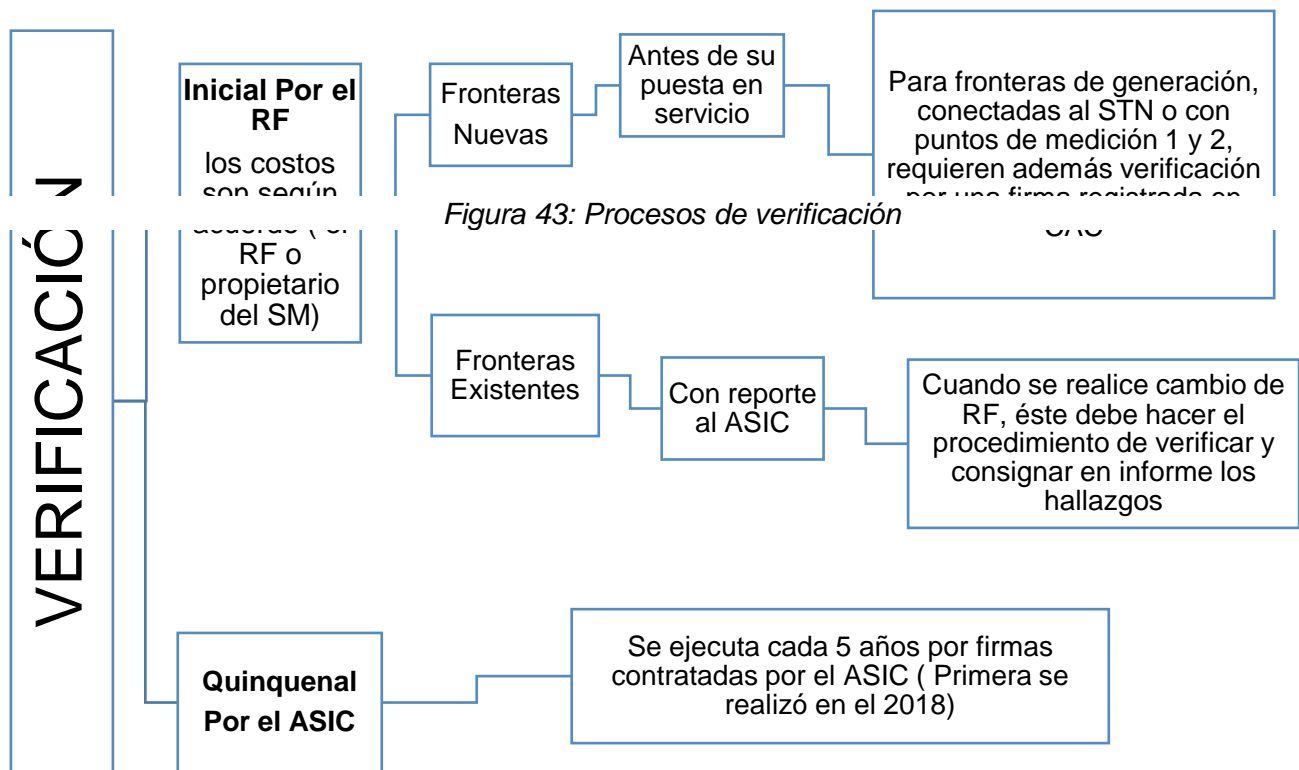


Figura 43: Procesos de verificación

Fuente: adaptado de [18]

La secuencia de actividades del procedimiento de verificación se lista en la norma técnica NTC 6190 y se evidencia en el diagrama de flujo a continuación. Ver figura 44 y anexo 7.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Figura 44: Diagrama de flujo de procedimiento de verificación de frontera

Pasos	Procedimiento	Verificación de la Conformidad del SM de Fronteras Comerciales	
	Actividad	Descripción del Paso	Documentos
1		Identificar la frontera de acuerdo al tipo y punto de conexión	Acta de Instalación
2		Se valida si la frontera es nueva o existente	Clasificación del punto de medición. Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación
3		Se verifica la capacidad instalada (CI), el consumo proyectado (CP) o el consumo promedio (C)	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación, memoria de cálculo del consumo proyectado o del consumo promedio.
4		Se compara la capacidad instalada con el consumo proyectado o capacidad instalada con el consumo promedio.	Los mismos documentos del paso 3
5		Se verifica si el punto de medición es coincidente entre la CI, el CP o el C.	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación, memoria de cálculo del consumo proyectado o del consumo promedio.
6		Se selecciona el punto de medición, el cual es coincidente entre la selección de la CI, el CP o el C.	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación, memoria de cálculo del consumo proyectado o del consumo promedio.
7		Se selecciona el punto de medición que mayor clase exactitud exija entre los puntos encontrados	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación, memoria de cálculo del consumo proyectado o del consumo promedio.




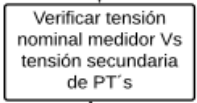
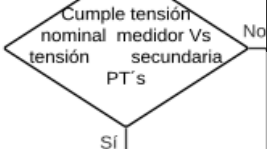
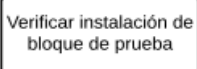
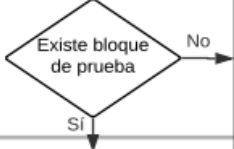
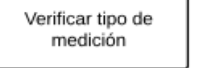

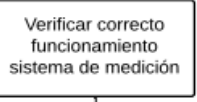
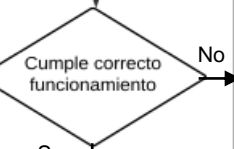
ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Pasos	Procedimiento		Verificación de la Conformidad del SM de Fronteras Comerciales	
	Actividad	Descripción del Paso	Documentos	
8		Verificar el nivel de tensión, punto de conexión	Registro fotográfico, acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación	
9		Verificar la existencia de los medidores solicitados	Para el medidor de respaldo se debe verificar la misma documentación que se requiere para el principal	
10		Verificación cumplimiento características técnicas y ambientales, ubicación, tipo de conexión, certificaciones, cumplimiento de índice de clase y clase de exactitud, cumplimiento mecanismo de seguridad física e informática, magnitud de registro de energía y resolución de las mediciones (0.01)	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación.	
11		Se verifica si cumple requisitos generales	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación, hoja de vida.	
12		Los resultados de las verificaciones se adjuntan en la hoja de vida de cada frontera	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación.	
13		Debe elaborarse un onfrme de resultados al mes siguiente de vencimiento del plazo para su ejecución	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación.	
14		El RF debe garantizar la normalización de las no conformidades encontradas durante el proceso de verificación dentro de los plazos regulatorios	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación, hoja de vida.	

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Pasos	Procedimiento	Verificación de la Conformidad del SM de Fronteras Comerciales	
	Actividad	Descripción del Paso	Documentos
15	<p>Instalación del Sistema de Medición</p> <p>Verificar el cumplimiento de normas de instalación del OR o de código de conexión</p>	Verificar el cumplimiento de la norma técnica de instalaciones del OR	Acta de instalación, acta de revisión, norma de operador de red.
16	<p>Cumple normas</p>	Evaluar cumplimiento de la norma	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación, norma de instalación mediciones operador de red.
17	<p>Verificar cumplimiento de requisitos de exactitud</p>	Verificar el cumplimiento de la clase de exactitud y cálculo de error porcentual	Memoria de cálculo de error
18	<p>Cumple exactitud</p>	Evaluar cumplimiento de la exactitud y error porcentual	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación.
19	<p>Verificar exclusividad devanado secundario de medida</p>	Verificar que el devanado secundario de los CT's y PT's de los puntos de medición 1 y 2 sean utilizados exclusivamente para los equipos de medida.	Los mismos que el paso 18
20	<p>Tiene devanado exclusivo</p>	Evaluar la exclusividad del devanado de medida	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación.
21	<p>Verificar tensión nominal de PT's Vs tensión punto de medición</p>	Verificar que la tensión nominal primaria del transformador de tensión corresponde a la tensión nominal primaria del punto de medición.	Certificados de calibración, acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación.
22	<p>Cumple tensión nominal PT's Vs tensión punto de medición</p>	Evaluar si cumple la condición que la tensión primaria nominal del PT corresponde a la del punto de medición.	Certificados de calibración, acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Pasos	Procedimiento	Verificación de la Conformidad del SM de Fronteras Comerciales	
	Actividad	Descripción del Paso	Documentos
23		Verificar si la tensión nominal del medidor corresponde a la tensión nominal secundaria del PT	Certificados de calibración, acta de instalación, acta de revisión.
24		Evaluar si cumple la condición que la tensión nominal del medidor corresponde a la tensión nominal secundaria del transformador de tensión.	Certificados de calibración, acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación
25		Verificar la instalación de bloque de prueba	Certificados de calibración, acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación
26		Evaluar la existencia de bloque de prueba	Los mismos documentos del paso 25
27		Verificar el tipo de medición teniendo en cuenta el nivel de tensión al que se encuentra instalada	Certificados de calibración, acta de revisión, informe de verificación
28		Evaluar si el tipo de medición cumple para el nivel de tensión donde se encuentra instalada	Certificados de calibración, acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación
29		Efectuar verificación de correcto funcionamiento de la medida, chequear funcionamiento del medidor, hacer prueba de telemida y transmisión de datos	Informe de verificación, protocolos vigentes y/o catálogos de equipos a utilizar. Dirección IP, número telefónico.
30		Evaluar correcto funcionamiento del sistema de medición	Informe de verificación, protocolos vigentes y/o catálogos de equipos a utilizar. Dirección IP, número telefónico.

ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Pasos	Procedimiento		Verificación de la Conformidad del SM de Fronteras Comerciales	
	Actividad		Descripción del Paso	Documentos
31	Verificar la calibración de los elementos del SM		Chequear el soporte y el procedimiento utilizado de calibración realizada a los elementos del SM	Documentación soporte.
32	Cumple garantía de calibración	Si No	Chequear el soporte y el procedimiento utilizado de calibración realizada a los elementos del SM	Documentación soporte.
33	Verificar sincronización del reloj con la hora oficial colombiana		Validar la sincronización del reloj con la hora oficial establecida	Hora oficial para Colombia
34	Cumple desfase máximo	Si No	Evaluar cumplimiento de condiciones y plazos establecidos para desfases máximos permitidos en tiempo	Registro de desfases verificados.
35	Verificar instalación y registro de sellos		Validar la existencia de sellos y el registro de los medidores, CT y PT y demás elementos.	Actas de revisión, actas de instalación, informe de verificación, certificados de calibración.
36	Cumple condiciones de sellado	Si No	Validar la existencia de sellos y el registro de los medidores, CT y PT y demás elementos.	Actas de revisión, actas de instalación, informe de verificación, certificados de calibración.
37	Solicitar plan y procedimiento de mantenimiento		Revisar la existencia del plan de mantenimiento y confirmar la ejecución del mismo.	Registros y planes de mantenimiento
38	Existe plan de mantenimiento y se ha ejecutado	Si No	Revisar la existencia del plan de mantenimiento y confirmar la ejecución del mismo.	Registros y planes de mantenimiento
39	A B C		En su orden corresponde a la remisión a actividades de A: Anexar resultados en hoja de vida, B: Incluir en informe de resultados, C: Normalizar medida	Acta de instalación, acta de revisión, informe de verificación

Fuente: adaptado de [21]

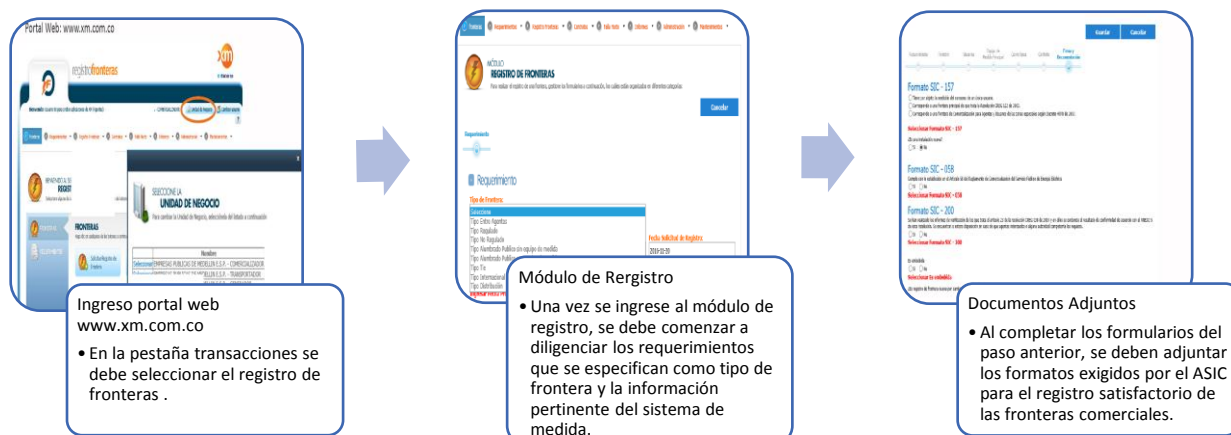
ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1


## 7.10. REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES

El registro de las fronteras comerciales tiene lugar a través del portal web de XM, mediante un aplicativo denominado Sistema de Registro de Fronteras Comerciales y Contratos UNR (Usuarios No Regulados). Ver figura 45.

Este es un sistema de Registro de Información ante el SIC, que le permite a los agentes del Mercado de Energía Mayorista ingresar, consultar y modificar la información de sus Fronteras Comerciales, reportar y actualizar curvas típicas de carga y Contratos con Usuarios No Regulados, presentar objeciones al registro de fronteras, responder a las aclaraciones solicitadas, realizar reportes de falla-hurto o normalizaciones.

*Figura 45: Secuencia para el ingreso al aplicativo del Sistema de Registro de Fronteras Comerciales ante el ASIC.*



ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

El proceso de registro se lleva a cabo satisfactoriamente, si el agente:

- ✓ Cumple todos los requisitos establecidos en los artículos 4-8 de la resolución CREG 157 de 2011.
- ✓ No tiene obligaciones vencidas con el ASIC o LAC.
  
- ✓ Diligencia los formatos definidos por el ASIC para el registro de fronteras comerciales.
- ✓ No se encuentra en proceso de retiro o limitación de suministro.
- ✓ Tiene garantías.
- ✓ Garantiza deuda corriente al comercializador anterior (si éste no está en proceso de limitación de suministro o retiro).
- ✓ Presenta certificados de calibración de equipos de medida (medidores y transformadores de medida).
- ✓ En caso de registros de fronteras de usuario no regulado o alumbrado público, debe tener suficiente capacidad de respaldo de operaciones en el mercado (CROM).

El proceso de registro mencionado tiene una serie de actividades de vigilancia y validación por parte del ASIC, distribuidas en una línea de tiempo específica. El siguiente diagrama de flujo de la figura 46 muestra la descripción de las actividades y el tiempo que se imparte en la resolución CREG 157 de 2011 para completar con éxito el registro de las fronteras comerciales.

Cabe resaltar, que según al tipo de frontera a registrar, el ASIC requiere del envío de una serie de documentos descritos en el anexo 7 del presente trabajo de grado.


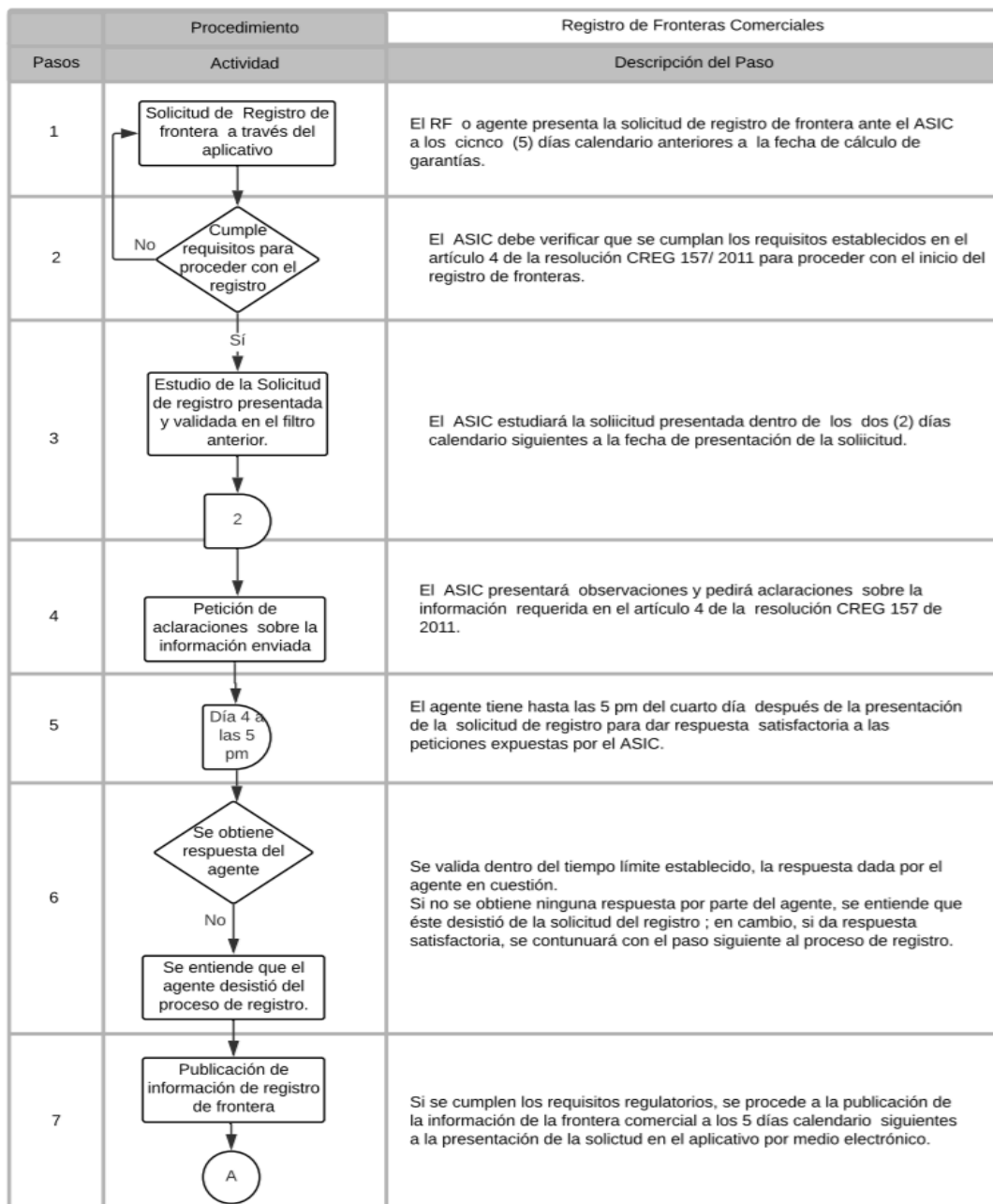
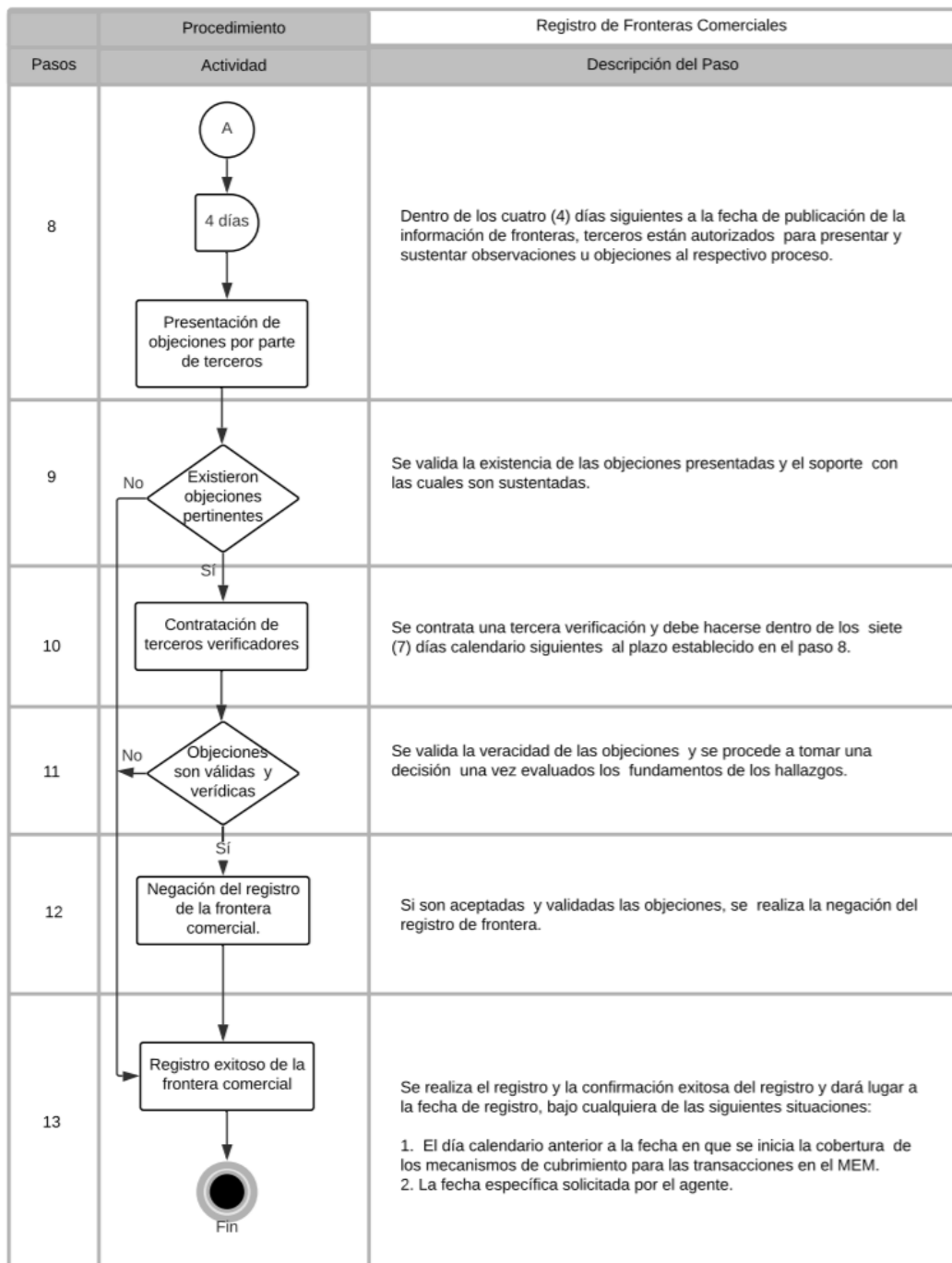
ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1

Figura 46: Diagrama de Flujo de proceso de registro de fronteras comerciales.



ENERGÍA	GUÍA TÉCNICA	Código GT-01
	Guía Para dar Cumplimiento a la Resolución CREG 038/2014 por parte de los Representantes de Frontera	Fecha: 01/03/2018
	Requisitos del Nuevo Código de Medida	PÁGINA: 1 de 1



Fuente: Elaboración Propia



## **8. ANÁLISIS DE RIESGOS DE FACTORES MÁS COMUNES QUE CONLLEVAN A UNA NO CONFORMIDAD EN EL SISTEMA DE MEDIDA**

En esta sección se presentan los riesgos más comunes que se presentaron en los hallazgos realizados en la primera verificación quinquenal iniciada el 14 de noviembre del 2017 y finalizada el 14 de noviembre del 2018.

Dichas verificaciones fueron realizadas por dos firmas de la lista publicada por el CAC que fueron contratadas por el ASIC: APPLUS NORCONTROL COLOMBIA LTDA y CONSORCIO NEGAWATT-ACI. Según los resultados de esta primera verificación, se encontraron un total de aproximadamente de 10 hallazgos en los cuales se identificó una no conformidad por incumplimiento al nuevo código de medida.

Junto a los hallazgos recopilados en el informe elaborado por XM y las posibles amenazas que se socializaron por algunos agentes, se elaboró una matriz de riesgos potenciales para una No conformidad, los cuales se detallan en la tabla 27.

En la tabla 27 se exponen 13 posibles riesgos que se pueden presentar ante una verificación, así como sus posibles causas, la categoría a la cual pertenece; es decir, si se trata de un tema de carácter operativo, soporte técnico, entre otros. También, se describe las consecuencias que trae cada riesgo y el actor afectado.

Tabla 27: Riesgos Potenciales de una No Conformidad

ID Riesgo	Título	Descripción	Clasificación / Categoría	Condiciones	Consecuencias
R001	Art. 13 CREG 038/2014	Iguales características técnicas de medidores.	3 - Ambiente Operativo	interpretación artículo 13 de CREG 038/2014 donde se especifica que los medidores deben tener características técnicas idénticas.	incumplimiento con los requerimientos regulatorios que generan una No conformidad.
R002	ART. 28 CREG 038/2014	Certificados de calibración de medidores no deben superar frecuencia de tiempo establecida.	2 - Requerimientos	validación de la frecuencia de calibración de medidores estipulada en el artículo 28 de CREG 038/2014	incumplimiento al tiempo de frecuencia de calibración de medidores que establece el artículo 28 de CREG 038/2014. No conformidad.
R003	Art. 15-17 CREG 038/2014	Configuración de parámetros de registro y lectura de información de los medidores.	2 - Requerimientos	Correspondencia de los parámetros de configuración de los medidores, los reportados al ASIC y consignados en la hoja de vida	incumplimiento Anexo 9, literal f numeral 4 y a lo estipulado en los artículos 15 al 17 de la CREG 038/2014.
R004	Documento soporte cambios	Carta con el cambio de contraseñas de niveles de acceso a medidores y periodicidad de la actualización de las mismas.	3 - Soporte Técnico	Garantizar el documento soporte del cambio de contraseñas en el periodo establecido en los acuerdos del C.N.O de niveles de acceso a medidores.	No conformidad. Incumplimiento al acuerdo 1043 del C.N.O.
R005	Num. A.2.2 CREG 025/95	Cargabilidad de burden en fronteras existentes.	3 - Ambiente Operativo	cargabilidad de los transformadores en fronteras existentes inferior al porcentaje exigido en la resolución CREG 025/1995	No conformidad; incumplimiento al anexo CM-1 numeral A.2.2 literal g de CREG 025/1995
R006	Anexo 9, litr f CREG 038	Coincidencia de datos de sitio, hoja de vida y registro en ASIC	2 - Requerimientos	No coinciden los datos consignados en la hoja de vida con los que se evidencian en sitio y los registrados ante el ASIC.	Incumplimiento al anexo 9, literal f, numeral 6 de la resolución CREG 038/2014.
R007	Art. 17 litr c CREG 038	Cumplimiento con los acuerdos del C.N.O sobre transmisión de datos y sistemas de comunicación de la F.C	3 - Ambiente Operativo	No cuenta con un sistema de comunicaciones y/o no cumple con acuerdos del C.N.O sobre transmisión de datos.	No conformidad. Incumplimiento al artículo 17, literal c de la resolución CREG 038/2014
R008	Art. 16 CREG 038/2014	Desfase horario	3 - Ambiente Operativo	El desfase horario supera los límites establecidos en la regulación debido a diversos factores como ausencia de energía eléctrica que ocasiona un apagón en el medidor.	Incumplimiento del artículo 16 de la resolución CREG 038/2014. No conformidad.
R009	Art. 10 CREG 038/2014	Certificados de conformidad de producto de transformadores de medida.	3 - Soporte Técnico	Ausencia de certificados de conformidad de producto de los transformadores de medida por parte de los fabricantes .	Incumplimiento al artículo 10 de la resolución CREG 038/2014 generando una No conformidad.
R010	ART. 28 CREG 038/2014	Plan de mantenimiento debidamente documentado	2 - Requerimientos	No hay cumplimiento del plan de mantenimiento o no existe uno definido para cada punto de frontera.	No conformidad al incumplimiento del artículo 28 de la CREG 038/2014.
R011	Anexo 4 litr h CREG 038	Cargabilidad de burden en fronteras nuevas.	3 - Ambiente Operativo	cargabilidad de los transformadores en fronteras existentes inferior al porcentaje exigido en la resolución CREG 038/2014	No conformidad; incumplimiento al anexo 4 literal h de CREG 038/2014
R012	Anexo 9, litr f CREG 038	Documentación para comparación de lecturas medidor, CGM y ASIC.	2 - Requerimientos	Sin documentación para comparación de lecturas medidor-CGM-ASIC	No conformidad.
R013	Art. 11 CREG 038/2014	Certificados de calibración de Transformadores de	3 - Soporte Técnico	Sin documentación soporte de la calibración de los transformadores de medida.	Incumplimiento al artículo 11 de la CREG 038/2014

Fuente: Autor

Una vez elaborada la identificación de cada uno de los riesgos, se procede a hacer un análisis de valoración de cada uno de ellos, especificando la probabilidad que tiene de incidencia y el impacto que representa, tal y como se señala en la tabla 28.

*Tabla 28: Probabilidad e Impacto del Riesgo*

Estados para riesgos	Probabilidad %
Poco Probable	20%
Probablemente no suceda	40%
Probable	60%
Altamente Probable	80%
Seguramente suceda	100%

Impacto del Riesgo	
Expresión	Puntuación
Muy Bajo	2
Bajo	4
Moderado	6
Alto	8
Critico	10

Usando las expresiones de la tabla 28, se elabora una nueva tabla (ver tabla 29) con el valor de los porcentajes para cada uno de los riesgos identificados y el impacto que tiene debido a su probabilidad de ocurrencia.

Finalmente, con la ponderación de los valores y porcentajes descritos con antelación, se grafica una matriz de riesgos, la cual indica que solo 5 de los 13 riesgos son categorizados con un bajo impacto de incidencia, mientras que los 8 restantes se encuentran en una zona de medio y alto impacto, que debe gestionarse para su posible mitigación. Ver figura 47.

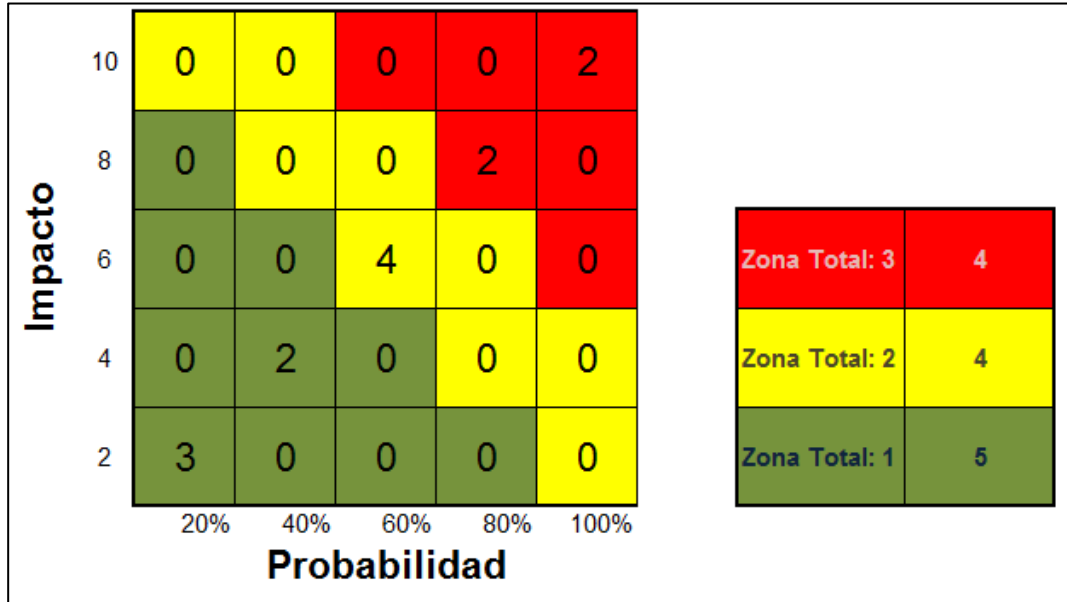
*Tabla 29: Análisis de probabilidad e impacto de los riesgos*

Análisis				
ID Riesgo	Título	Probabilidad (Porcentaje)	Impacto (Numérico)	Exposición
R001	Art. 13 CREG 038/2014	20%	2	0,4
R002	ART. 28 CREG 038/2014	40%	4	1,6
R003	Art. 15-17 CREG 038/2014	60%	6	3,6
R004	Documento soporte cambios	40%	4	1,6
R005	Num. A.2.2 CREG 025/95	100%	10	10
R006	Anexo 9, literal f CREG 038	60%	6	3,6

R007	Art. 17 literal c CREG 038	80%	8	6,4
R008	Art. 16 CREG 038/2014	60%	6	3,6
R009	Art. 10 CREG 038/2014	80%	8	6,4
R010	ART. 28 CREG 038/2014	100%	10	10
R011	Anexo 4 literal h CREG 038	20%	2	0,4
R012	Anexo 9, literal f CREG 038	20%	2	0,4
R013	Art. 11 CREG 038/2014	60%	6	3,6

Fuente: Autor

Figura 47: Matriz de Riesgos de No conformidades.



Fuente: Autor

## 9. CONCLUSIONES

A continuación, se presentan las conclusiones que resultan del presente objeto de trabajo y derivadas de los análisis realizados a partir de la revisión bibliográfica de aspectos técnicos y regulatorios.

- Una vez realizado el análisis de la resolución anexo código de medida de la CREG 025/1995 y CREG 038/2014, se evidencia un cambio sustancial en el nuevo código de medida en cuanto a mayor exigencia de exactitud en los equipos y en la transmisión de información en tiempo real entre CGM- SM para garantizar la confiabilidad de la medida de energía eléctrica.
- Los ajustes al código de medida giran en torno a 5 ejes temáticos fundamentales, tales como:
  1. Unificación de requisitos técnicos de la medición entre el Mercado Mayorista y No Mayorista.
  2. Actualización de requerimientos de exactitud, certificación, calibración, respaldo y mantenimiento de equipos, así como la inclusión de medición de Energía Reactiva.
  3. Establecimiento de mecanismos que garanticen la calidad de la información.
  4. Ajuste de procedimientos para asegurar debido proceso entre actores participantes en el mercado de energía eléctrica en Colombia.
  5. Establecimiento de auditorías que verifiquen el cumplimiento del código de medida.
- Mediante el uso de las herramientas de cálculo que se elaboraron en el proyecto, se determinó que cerca del 7,46% de los CT's y el 25,37% de los PT's del SM de las fronteras comerciales de la ESSA no cumplían con el requerimiento de burden, por tanto, se tuvo que instalar resistencias de compensación para el requisito de cargabilidad exigido por regulación.
- A partir del plan de mantenimiento y el formato de mantenimiento de las fronteras comerciales formulado en la guía, se garantiza el cumplimiento del artículo 28 de la resolución CREG 038/2014.
- A partir del análisis de riesgos elaborado, se evidenció que los riesgos potencialmente altos que conllevan a una no conformidad son los que están relacionados con el incumplimiento del Anexo CM-1, numeral A.2.2, literal g, de la CREG 025/1995: cargabilidad de transformadores en fronteras existentes, el cual tiene una probabilidad de ocurrencia del 100 % con un impacto crítico de 10 puntos según la tabla 26 del presente trabajo; otro riesgo es el incumplimiento al artículo 17, literal c, CREG 038/2014: se

incumplen los acuerdos del C.N.O en cuanto a la transmisión de datos o no presente sistema de comunicaciones. Este riesgo tiene una probabilidad de incidencia del 80% y un impacto alto de 8 puntos en la misma clasificación del riesgo anterior.

Finalmente, otro riesgo crítico en la escala de impacto es el incumplimiento al artículo 28 de la CREG 038/2014: no cumple plan de mantenimiento o en su defecto no presentan ningún plan al respecto.

- A partir del plan de mantenimiento y el formato de mantenimiento de las fronteras comerciales formulado en la guía, se garantiza el cumplimiento del artículo 28 de la resolución CREG 038/2014.
- Con las actividades propuestas en la guía desarrollada en el proyecto, los RF podrán adecuar los sistemas de medición para el registro de las fronteras nuevas y/o existentes que manejen.  
Para el caso de ESSA, hasta la fecha se ha logrado registrar con ayuda de la guía cerca de 100 fronteras de comercialización y distribución de las 139 que se tienen actualmente.
- El incumplimiento de los requisitos exigidos en la regulación en las verificaciones quinquenales trae consigo una serie de sanciones económicas y reporte ante la SSPD; para el caso de la ESSA, si se hubiese pasado a segunda vuelta en la primera verificación quinquenal, los costos serían los siguientes:

FRONTERAS PARA LA SEGUNDA VUELTA EN ESSA	
FRONTERAS DE DISTRIBUCIÓN	63
FRONTERAS ENTRE AGENTES	24
<b>TOTAL FRONTERAS PARA 2018</b>	<b>87</b>

COSTOS SEGUNDA VERIFICACIÓN	
TAMAÑO DE LA MUESTRA PARA ESSA	41
VALOR UNITARIO DE VERIFICACIÓN (Promedio de costos publicado por XM)	\$ 5.527.048
<b>TOTAL COSTOS - SEGUNDA VUELTA</b>	<b>\$ 226.608.982</b>

## 10. RECOMENDACIONES

- Debido a los hallazgos en campo, se recomienda que las cargas de compensación para transformadores de potencial se instalen lo más cerca posible del terminal secundario de los PT's con el fin de no afectar la regulación de tensión.
- Las fronteras de generación deberían tener un tratamiento especial, en cuanto a tiempos para resolución de no conformidades, de tal forma que se evite llegar a una cancelación de una de ellas, pues en muchos de los casos ocasionaría un desbalance en el mercado eléctrico por compensación del sistema. Se debe consultar los ajustes sobre el tema en las futuras resoluciones que modifiquen o sustituyan a la CREG 038/2014. Ver Anexo 3.
- Es importante tener en cuenta el checklist propuesto en el anexo 7 y la tabla 1 del presente trabajo, para tratar de asegurar el cumplimiento de las exigencias regulatorias y contar con un monitoreo continuo de las adecuaciones hechas en campo y la gestión documental en las fronteras comerciales a cargo del RF.
- Se evidencia la necesidad de crear un protocolo que contemple las fallas que se presenten en cada punto de frontera, con el objeto de reducir los tiempos de atención.
- Todos los RF deben contar con un plan anual de mantenimiento de fronteras y para ello pueden elaborar un formato de mantenimiento para cada punto de frontera como el que se realizó en el anexo 6 del presente documento.
- Se recomienda validar mediante el análisis de la matriz riesgos elaborada en el proyecto, los riesgos que tienen una probabilidad alta de generar no conformidades en una verificación, con el fin de tener un tratamiento a priori de dichos casos.

## 11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. C. d. M. ESSA E.S.P, «Macroproceso Abastecimiento y Administración de Bienes y Servicios. Proceso Planeación de la Contratación. Anexo 1: Pliego Específico de la Contratación de Cuantía Mayor a 100 SMLMV,» Bucaramanga, 2017.
- [2] E. S. E.S.P, «Energía Total Comprometida con el Futuro,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.enertotalesp.com/nosotros/enertotal/>. [Último acceso: 20 10 2018].
- [3] M. d. M. y. E. CREG, «Comisión de Regulación de Energía y Gas,» 20 Marzo 2014. [En línea]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e>. [Último acceso: 10 07 2018].
- [4] M. P. J. C. Gómez, «SCIELO,» 2014. [En línea]. Available: [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642014000400012](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642014000400012). [Último acceso: 17 Agosto 2018].
- [5] I. A. M. R. Díaz, «Taller de Capacitación Resolución CREG 038/2014,» Bucaramanga, 2018.
- [6] G. EPM, «Norma Técnica General para el Mantenimiento de los Sistemas de Medición del Grupo EPM.,» Medellín, 2017.
- [7] UDELAR, ProEVA y U. d. I. R. d. Uruguay, «Introducción a los Sistemas de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia,» 2015. [En línea]. Available: [https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/71684/mod\\_resource/content/3/2015\\_ipr osep/B\\_III%20P\\_trafo\\_tension.pdf](https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/71684/mod_resource/content/3/2015_ipr osep/B_III%20P_trafo_tension.pdf). [Último acceso: 03 Julio 2018].
- [8] E. S.A, «ELTROTEC,» Lima, Perú, [En línea]. Available: <http://www.eltrotec.com.pe/quienessomos.php>. [Último acceso: 03 Julio 2018].
- [9] ABB, «Catálogo Transformadores de Medida ABB,» 2005. [En línea]. Available: <https://library.e.abb.com/public/db16d6113fb87bb4c1257b130057b472/Guia%20para%20el%20comprador%20Transformadores%20de%20medida%20exteriores%20Ed4%20es.pdf>. [Último acceso: 23 Septiembre 2018].



- [10] ARTECHE, «Catálogo Transformadores de Medida Alta Tensión,» Marzo 2018. [En línea]. Available: [https://www.artecche.com/es/centro-documentacion?f%5B0%5D=field\\_categoria\\_documentacion%3A471](https://www.artecche.com/es/centro-documentacion?f%5B0%5D=field_categoria_documentacion%3A471). [Último acceso: 23 Septiembre 2018].
- [11] RITZ, «Instruments Transformers,» 2009. [En línea]. Available: <http://www.ritzusa.com/Resources/31.pdf>. [Último acceso: 23 Septiembre 2018].
- [12] ARTECHE, «Catálogo de Transformadores de Intensidad,» [En línea]. Available: <http://pdf.directindustry.es/pdf/artecche-group/transformadores-medida-alta-tension/20841-389263.html>. [Último acceso: 03 Julio 2018].
- [13] C. Centelsa, «Regulación de Tensión en Instalaciones Eléctricas,» *Boletín Técnico Cables & Tecnología*, nº 3, p. 16, 2005.
- [14] CNO, «Acuerdo 981: Pruebas de Rutina a Transformadores de Medida,» Bogotá.
- [15] CREG, «Actualización del Código de Medida,» Bogotá, 2014.
- [16] CREG, «Documento de Actualización Código de Medida,» Bogotá, 2014.
- [17] E.-. CELSIA, «Norma Técnica de Medición y Acometidas,» 01 Agosto 2012. [En línea]. Available: <https://www.celsia.com/Portals/0/contenidos-celsia/proveedores/pdf/politicas-generales/norma-medicion-acometida-v7-2.pdf>. [Último acceso: 03 Octubre 2018].
- [18] CIDET, «Centro de Innovación Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico,» Noviembre 2017. [En línea]. Available: <http://www.cidet.org.co/>. [Último acceso: 2 Noviembre 2018].
- [19] R. Grupo EPM, «Borrador Norma Técnica Selección y Conexión de Medidores de Energía y Transformadores de Medida,» 2019.
- [20] ICONTEC, «NTC 5019 Tercera Actualización,» 28 03 2018. [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/JACK56/ntc5019>. [Último acceso: 3 Noviembre 2018].
- [21] INCONTEC, «NTC 6190,» 19 Octubre 2016. [En línea]. Available: <https://epm.elogim.com:2080/pdfview/viewer.aspx?locale=es-ES&Q=2C3835A4D81CB283BD94A3A459C51CE2312408EA304CDFA9&Re q=>. [Último acceso: 20 Febrero 2019].

## ANEXOS



### ANEXO 1. PLANTILLA DE CÁLCULO DE CARGABILIDAD DE CTS Y PTS Y ERROR PORCENTUAL EN PTS

Figura 48: Página de Inicio de la Plantilla de cargabilidad y error porcentual.


The image shows the start page of a template. At the top left is the ESSA logo, which consists of a blue shield with a white checkmark and three stars above it, with the text 'ESSA' and 'siempre adelante' below. To the right of the logo is a blue box containing the text 'PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA'. Below these elements is a large light blue area with a yellow border, divided into four quadrants by a central vertical line. The top-left quadrant contains an orange button with the text 'Instrucciones de Uso'. The top-right quadrant contains a green button with the text 'Calcular Burden de CTS y PTS'. The bottom-left quadrant contains a light green button with the text 'Calcular Error Porcentual Sin Resistencias de Compensación'. The bottom-right quadrant contains a yellow button with the text 'Calcular Error Porcentual Con Resistencias de Compensación'. Below this large area is a blue box with the text 'Plantilla Cálculo De Burden para Transformadores de Medida y Error Porcentual en PTS'. At the bottom center is the ESSA logo again, with the text 'ESSA Grupo epm' and 'siempre adelante' below it.

Fuente: Elaboración Propia

Figura 49: Instrucciones de uso de la plantilla de cargabilidad y error porcentual.

**ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.**  
**ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA**  
**PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA**  
**INSTRUCCIONES DE USO PLANTILLA DE CÁLCULO**



Las presentes instrucciones tienen por objeto proporcionar orientación a todas las partes interesadas en el cálculo de la cargabilidad de los transformadores de corriente y de tensión, así como el cálculo del error porcentual en los transformadores de tensión introducido en la medición de energía eléctrica, debido a la caída de tensión en los conductores del circuito secundario del PT; teniendo como referencialos parámetros de regulación exigidos en la Resolución CREG 038/2014.

**Acceder a la Plantilla de Cálculo**

1. En la pestaña de presentación encontrará un menú de inicio, en el que se puede seleccionar uno de los cuatro botones que aparecen para redireccionarlo hacia la pestaña de trabajo solicitada. Los botones están

Botón Instrucciones de Uso:	Corresponde a la presente pestaña, en la cual se dan las pautas para la navegación por la <u>plantilla</u> .
Botón Calcular Burden de CTS y PTS:	Al presionarlo, lo direcciona hacia la plantilla para calcular la cargabilidad de los transformadores de medida.
Botón Calcular el error porcentual cuando se tienen resistencias de compensación:	Permite navegar en la pestaña del cálculo del error porcentual cuando se tienen resistencias de compensación asociadas al transformador de tensión.
Botón Calcular el error porcentual sin resistencias de compensación:	Permite navegar en la pestaña del cálculo del error porcentual cuando no se tienen resistencias de compensación asociadas al transformador de tensión.

2. En cada una de las cuatro pestañas que componen la plantilla, se encuentra un botón en la parte superior derecha que permite retornar de cada una de ellas a la pestaña de presentación.

**Entorno Pestaña Burden CTS y PTS**

Este entorno de cálculo está dividido en dos secciones:

1. Cálculo de Burden de Transformadores de Corriente (CTS)
2. Cálculo de Burden de Transformadores de Tensión (PTS)

cuenta al momento de realizar el cálculo de la cargabilidad de los transformadores, las cuales le permiten al ejecutor tener una guía de la forma como se realizó cada cálculo.

Fuente: Elaboración Propia

Para comenzar con la realización de los cálculos, en la parte izquierda el entorno de trabajo se encuentran las tablas con los datos y parámetros necesarios e involucrados en los resultados

Introduzca los datos en las celdas blancas, las cuales corresponden a los parámetros que se pueden modificar. Las celdas que tienen tonalidad azul son aquellas que contienen fórmulas y proporcionan valores calculados a partir de los datos

Finalmente, en las dos secciones se realiza una evaluación del cumplimiento de burden de cada transformador de

¿El CT Cumple con requerimientos regulatorios ?

#### Entorno Pestaña Error % Sin Rc

Esta sección está asociada a la pestaña de cargabilidad de los PTS, es decir, que para su funcionamiento toma en cuenta los valores introducidos en la sección de burden de PTS, asociados a los datos generales del PT y la carga.

El único valor que se debe digitar es el que corresponde al factor de potencia en la tabla datos de medidores.  
Por último, en la tabla de porcentaje de error calculado, arroja el error calculado tanto en fase como en magnitud y realiza la evaluación del cumplimiento regulatorio.

#### Entorno Pestaña Error % Con Rc

De manera análoga al funcionamiento de la pestaña de error % sin Rc, la sección del cálculo de error % con Rc tiene el requerimiento de la introducción de datos generales tanto del PT como de la resistencia instalada; también, se debe digitar los parámetros del conductor para los dos tramos en cuestión.

Para terminar, la plantilla muestra el error porcentual introducido cuando se tienen resistencias de compensación instaladas y el respectivo criterio de evaluación acorde a la regulación CREG 038/2014.

Fuente: Elaboración Propia

Figura 50: Sección cálculo del burden para transformadores de corriente.

**Grupo epm**  
siempre adelante

**ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.**  
**ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA**  
**PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA**  
**CÁLCULO DE BURDEN PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA**

Volver

---

**CÁLCULO DEL BURDEN PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (CT)**

Información General de La Frontera	
Subestación	REAL DE MINAS
Frontera	T1
Corriente Primaria [A]	600

Datos Generales		
Parámetro	Valor	Unidad
Burden Nominal del CT	30	[VA]
Corriente Nominal Secundaria del CT	1	[A]
Marca/ Modelo Medidor Principal	ELSTER	[-]
Marca/ Modelo Medidor Respaldo	ELSTER	[-]
Marca/ Modelo otro Medidor ( Si aplica)		[-]
Marca/ Modelo otro Medidor ( Si aplica)		[-]
Burden del Medidor Principal	0,01	[VA]
Burden del Medidor Respaldo	0,01	[VA]
Burden de Otro Medidor		[VA]
Burden de Otro Medidor		[VA]
Resistencia de Compensación	15	[Ω]

Datos de Entrada del Conductor		
Calibre	12	[AWG]
Longitud	29	[m]
Conduit	Øárcamo	[-]
R cableado	6,56	[Ω/km]
X cableado	0,177	[Ω/km]

Cargabilidad Calculada			
Parámetro	Valor	Unidad	Fórmula
Burden Cable	0,190309236	[VA]	$VA_{Conductor} = I^2 \cdot (l \cdot  Z_c )$
Burden Total de Medidores	0,02	[VA]	$VA_{Medidor} = \sum VA_{Medidores}$
Burden Aportado por la Resistencia	15	[VA]	$VA_{Resistencia\ comp} = I^2 \cdot R_{comp}$
<b>Burden Total del CT</b>	<b>15,21030924</b>	<b>[VA]</b>	$VA_{T\ Corriente} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor} + VA_{Rc}$

Consideraciones

El burden de los medidores varía según el tipo de medidor que se está empleando; en la siguiente tabla se muestra el consumo de potencia aparente en el circuito de corriente de los medidores instalados en las fronteras.

Los parámetros de la expresión matemática que caracteriza al burden del cable son los siguientes:

$l = \text{Longitud total del conductor (Alimentador + retorno)} [m]$

$Z_c = \text{Impedancia del conductor a } 75^\circ C [\Omega/m]$

$I = \text{Corriente nominal secundaria del TC}$

Resultado de Cumplimiento Normativo de Cargabilidad

¿El CT Cumple con requerimientos regulatorios ?
SI

Fuente: Elaboración Propia

Figura 51: Sección cálculo del burden para transformadores de tensión.

CÁLCULO DEL BURDEN PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN (PT)			
<b>Información General de La Frontera</b>			
<b>Subestación</b>	BARBOSA		
<b>Frontera</b>	T1		
<b>Tensión Primaria</b>	115/3 KV		
<b>Datos Generales</b>			
Parámetro	Valor	Unidad	
Burden Nominal del PT	30	[VA]	
Tensión Nominal Secundaria del PT (Vs)	66,395281	[V]	
Marca Medidor Principal	ION 8650	[-]	
Marca Medidor Respaldo	ION 8650	[-]	
Marca otro Medidor ( Si aplica)		[-]	
Marca otro Medidor ( Si aplica)		[-]	
Burden del Medidor Principal	0,001	[VA]	
Burden del Medidor Respaldo	0,001	[VA]	
Burden de Otro Medidor		[VA]	
Burden de Otro Medidor		[VA]	
<b>Resistencia de Compensación</b>	470	[Ω]	
<b>Datos de Entrada del Conductor</b>			
Calibre	12	[AWG]	
Longitud	90	[m]	
Conduit	Cárcamo		
R cableado	6,56	[Ω/km]	
X cableado	0,177	[Ω/km]	
<b>Cargabilidad Calculada</b>			
Parámetro	Valor	Unidad	Fórmula
Burden Cable	5,3591E-10	[VA]	$VA_{conductor} = \left[ \frac{V}{( Z_c  \cdot l) + \left( \frac{V^2}{VA_{Medidor}} \right)} \right]^2 (l \cdot  Z_c )$
Burden Total de Medidores	0,002	[VA]	$VA_{Medidor} = \sum VA_{Medidores}$
Burden Aportado por la Resistencia	9,37943262	[VA]	$VA_{Resistencia\ comp} = \frac{Vs^2}{Rc}$
<b>Burden Total del PT</b>	<b>9,381433</b>	<b>[VA]</b>	$VA_{Tension} = VA_{Resistencia\ comp} + VA_{Medidor}$
<b>Consideraciones</b>			
El burden de los medidores acorde al catálogo varía según el tipo de medidor que se está empleando; en la siguiente tabla se muestra el consumo de potencia aparente en el circuito de tensión de los medidores instalados en las fronteras.			
Los parámetros de la expresión matemática que caracteriza al burden del cable son los siguientes:			
$l = \text{Longitud total del conductor (Alimentador + retorno)} [m]$ $Z_c = \text{Impedancia del conductor a } 75^\circ C [\Omega/m]$ $I = \text{Corriente nominal secundaria del TC}$ $V = \text{Tensión nominal secundaria del TT}$			
<b>Resultado de Cumplimiento Normativo de Cargabilidad</b>			
<b>¿El PT Cumple con requerimientos regulatorios ?</b>		<b>SI</b>	

Fuente: Elaboración Propia

Figura 52: Plantilla de cálculo del error porcentual para PTS sin resistencias de compensación.

Grupo **epm**

siempre adelante

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.  
 ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA  
 PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA  
 CÁLCULO DE ERROR PORCENTUAL PARA TRANSFORMADORES DE TENSION

---

**CÁLCULO DEL ERROR PORCENTUAL TOTAL MÁXIMO DE PT**

Información General de La Frontera	
Subestación	Puerto Wilches
Frontera	T1
Tensión Primaria	34,5/√3 KV

Datos Generales		
Parámetro	Valor	Unidad
Calibre	12	[AWG]
Longitud	90	[m]
Tensión Nominal Secundaria del PT	66,39528096	[V]

DATOS DEL CONDUCTOR		
Impedancia del conductor		
[Zcable]	6,562387447	[Ω/km]
[R1]	6,56	[Ω/km]
[X1]	0,177	[Ω/km]
Zcable	0,5904+0,01593i	[Ω]

DATOS DE LOS MEDIDORES		
Consumo de Potencia Nominal	0,002	[VA]
Factor de Potencia	0,9	[-]

Valores Calculados				
Parámetro	Valor	Magnitud [V]	Fase [ Grados]	Fórmula
Componente Imaginaria del Vector Tensión	0,000007	0,000007	0	$V_{mi} = \frac{R_1 Q_m - X_1 P_m}{V_s}$
Componente Real del Vector Tensión sobre el medidor	66,395265	66,395265	0	$V_{mR} = \frac{V_s \pm \sqrt{(V_s)^2 - 4(V_{mi}^2 + R_1 P_m + X_1 Q_m)}}{2}$
Tensión sobre el medidor	66,395265+0,000007i	66,395265	0,0000	$V_m = V_{mR} + iV_{mi}$

Porcentaje de Error Calculados		
Parámetro	Magnitud [V]	Fase [ Grados]
Vs	66,39528096	360
Vm	66,395265	360,0000
Error %	0,0000%	0,0000%
Cumplimiento Regulación	SI	SI

Consideraciones

Para el cálculo del error porcentual máximo se analizará el siguiente circuito equivalente:

Del cual se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_s = V_m + (R_1 + iX_1) I_1$$

Donde:

$V_s$  = Tensión nominal secundaria transformador de tensión  
 $V_m$  = Tensión sobre el medidor  
 $R_1$  = Resistencia equivalente del conductor  
 $X_1$  = Reactancia equivalente del conductor  
 $I_m$  = Corriente que circula por el circuito  
 $S_m$  = Consumo del medidor en [VA]

La tensión nominal secundaria del transformador se asume con ángulo de 0 grados (0°)  
 Por simplicidad la única impedancia que se tiene en cuenta es la del conductor, despreciando así, elementos como accesorios y bornas de conexión ya que son considerados de impedancia despreciable.  
 La comparación entre Vs y Vm, permite evaluar el error porcentual máximo total.  
 Para el cálculo del error en fase, se adicionan 360° a la fase inicial, esto debido a que no es posible evaluar un error respecto a 0 y además al ser un ciclo completo no afecta el cálculo.

Fuente: Elaboración Propia

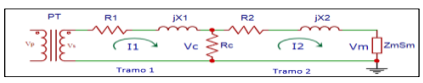


Figura 53: Plantilla de cálculo del error porcentual para PTS con resistencias de compensación.

ESSA <small>siempre adelante</small>		ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA CÁLCULO DE ERROR PORCENTUAL PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CON RESISTENCIAS DE COMPENSACIÓN		Volver
<b>CÁLCULO DEL ERROR PORCENTUAL TOTAL MÁXIMO DE PT CON RC</b>				
<b>Información General de La Frontera</b>				
Subestación		BARBOSA		
Frontera		T1		
Tensión Primaria		115/√3 KV		
<hr/>				
<b>Datos Generales</b>				
Parámetro	Valor	Unidad		
Burden Nominal del PT	30	[VA]		
<b>Potencia Consumida por medidores</b>	0,002	[VA]		
Tensión Nominal Secundaria del PT	66,395281	[V]		
Factor de Potencia	0,9	[1]		
Resistencia de Compensación	470	[Ω]		
<hr/>				
<b>Datos del Conductor</b>				
<b>Tramo 1</b>				
Calibre conductor	12	[AWG]		
Longitud	8	[m]		
Conduit	Alcorno	[1]		
<b>Impedancia Tramo 1</b>				
R1	0,56	[Ω/km]		
X1	0,223	[Ω/km]		
Z1	0,00656+0,000223j	[Ω/m]		
<b>Tramo 2</b>				
Calibre conductor	12	[AWG]		
Longitud	90	[m]		
Conduit	Cárcamo	[1]		
<b>Impedancia Tramo 2</b>				
R2	0,56	[Ω/km]		
X2	0,177	[Ω/km]		
Z2	0,00656+0,000177j	[Ω/m]		
<hr/>				
<b>Datos de la Carga De Medidores</b>				
Consumo Potencia Activa (P)	0,0018	[W]		
Consumo Potencia Reactiva (Q)	0,00087378	[VAR]		
<b>Impedancia de la Carga De Medidores</b>				
Zm	1983750+960773,97547209j	[Ω/m]		
<hr/>				
<b>Valores Calculados</b>				
Parámetro	Valor	Unidad	Fórmula	
Corriente Tramo 2 (I2)	0,0000271072782086178-0,000013128777039446j	[A]	$I_2 = \frac{V_2 \cdot R_c}{(Z_2 + I_2 \cdot R_c + Z_m) \cdot (Z_1 + I_1 \cdot R_c) - R_c^2}$	
Tensión de la Carga (Vm)	66,3878504556208-0,000244003279323834j	[V]	$V_m = I_2 \cdot Z_m$	
<hr/>				
<b>Cargabilidad Calculada con Rc</b>				
Burden Del Cable Tramo 1	4,76464E-11	[VA]	$VA_{conductor1} = \left[ \frac{V}{( Z_1  \cdot D + \frac{V^2}{VA_{medidor}})} \right]^2 \cdot (I \cdot  Z_1 )$	
Burden Del Cable Tramo 2	5,35907E-10	[VA]	$VA_{conductor2} = \left[ \frac{V}{( Z_2  \cdot D + \frac{V^2}{VA_{medidor}})} \right]^2 \cdot (I \cdot  Z_2 )$	
Burden Aportado por Rc	9,379432624	[VA]	$VA_{Resistencia\ comp} = \frac{V^2 \cdot R_c}{R_c^2}$	
<b>Burden Total del PT</b>	<b>9,381432625</b>	[VA]	$VA_{PT\ tension} = VA_{Conductores} + VA_{Medidor} + VA_{Rc}$	
<hr/>				
<b>Porcentaje de Error Calculados</b>				
Parámetro	Magnitud [V]	Fase [ Grados]		
Vs	66,395281	360		
Vm	66,3878505	359,9998		
Error %	0,011159%	0,000058%		
<b>Cumplimiento Regulación</b>	SI	SI		

**Consideraciones**

Para determinar el error debido a la caída de tensión en los conductores, se toma como referencia el circuito equivalente del lado secundario del transformador de tensión



El circuito está caracterizado por las siguientes ecuaciones :

$$V_s = I_1 (Z_1 + I_1 + R_c) - I_2 \cdot R_c$$

$$0 = I_2 (Z_2 + I_2 + R_c + Z_m) - I_1 \cdot R_c$$

Donde .

$V_s$  = Tensión nominal secundaria transformador de tensión  
 $V_m$  = Tensión sobre los medidores  
 $R_c$  = Resistencia de compensación

$Z_1$  = es la impedancia en ohm por metro en el tramo del transformador de tensión al gabinete de las resistencias de compensación.

$I_1$  y  $I_2$  = longitud de cada conductor por tramo respectivamente

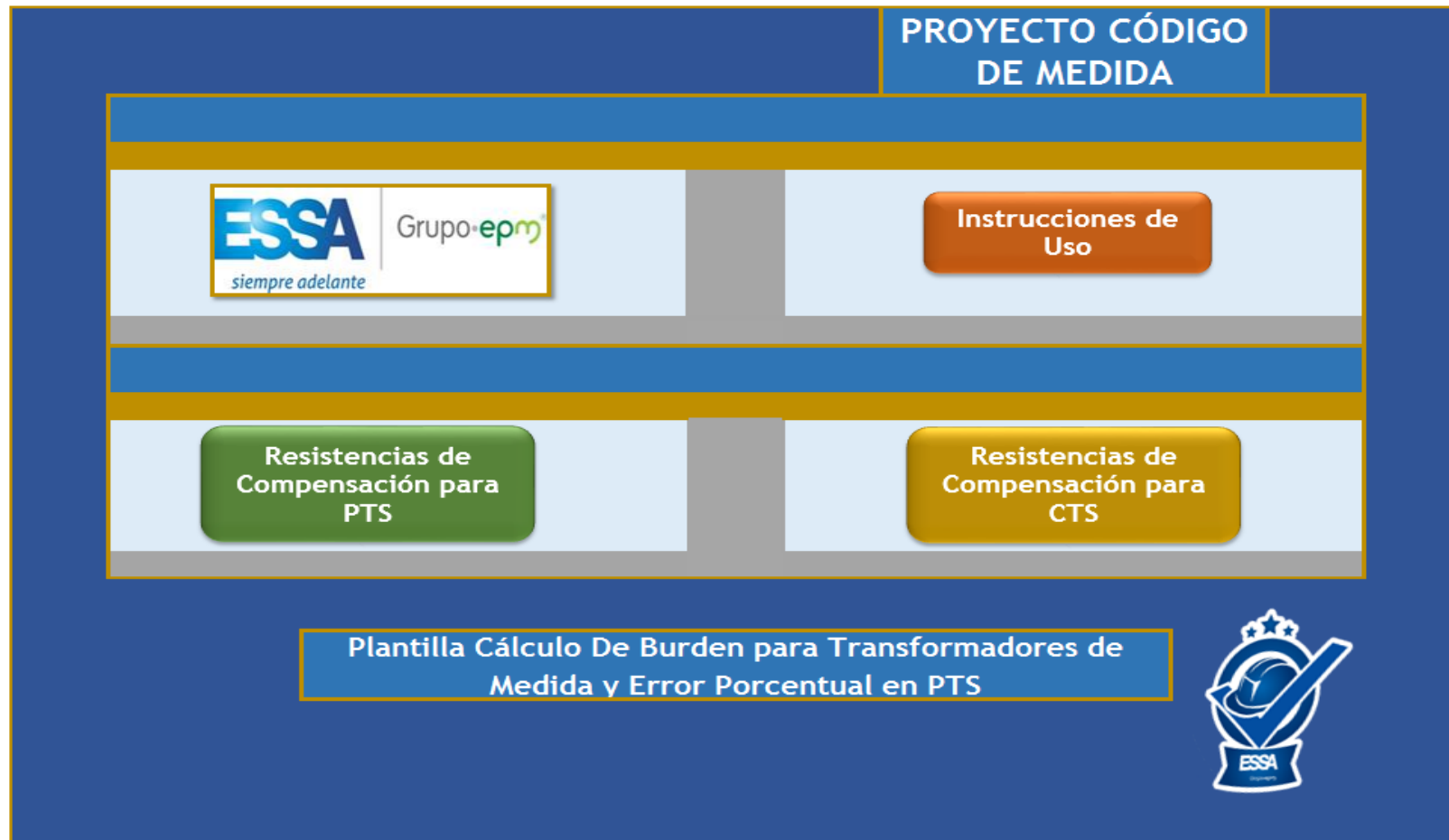
$S_m$  = Consumo del medidor en [VA]

$Z_2$  = es la impedancia en ohm por metro en el tramo de la resistencia de compensación a los medidores

Fuente: Elaboración Propia

## ANEXO 2. PLANTILLA DE CÁLCULO DE RESISTENCIAS DE COMPENSACIÓN PARA CTS Y PTS

Figura 54: Página de Inicio de la Plantilla de cálculo de resistencias de compensación para CTS y PTS



Fuente: Elaboración Propia

Figura 55: Instrucciones de uso para la plantilla de cálculo de resistencias de compensación para PTS y CTS.

Fuente: Elaboración Propia

**ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.**  
**ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA**  
**PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA**  
**INSTRUCCIONES DE USO PLANTILLA DE CÁLCULO**

---

**ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.**  
**ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA**  
**PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA**  
**INSTRUCCIONES DE USO PLANTILLA DE CÁLCULO**

La primera tabla de datos que aparece en la plantilla corresponde a los datos generales de la frontera a la cual estan asociados los PTS. Se debe diligenciar para identificar el punto al cual se le va a instalar las resistencias de compensación.

Es importante que el ejecutor tenga presente que en las casillas donde deberá ingresar los datos, debe ser en aquellas celdas que están en sin relleno, ya que las celdas sombreadas son aquellas que contienen las fórmulas y muestran los resultados del cálculo.

**Entorno Pestaña Rc para CTS**

Este entorno de cálculo presenta unas consideraciones pertinentes para el desarrollo del cálculo de las resistencias de compensación para CTS, así como la metodología para el cálculo del burden cuando se ha incluido la carga de dichas resistencias.

La primera tabla de datos que aparece en la plantilla corresponde a los datos generales de la frontera a la cual estan asociados los CTS. Se debe diligenciar para identificar el punto al cual se le va a instalar las resistencias de compensación.

Es importante que el ejecutor tenga presente que en las casillas donde deberá ingresar los datos, debe ser en aquellas celdas que están en sin relleno, ya que las celdas sombreadas son aquellas que contienen las fórmulas y muestran los resultados del cálculo.

**ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.**  
**ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA**  
**PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA**  
**INSTRUCCIONES DE USO PLANTILLA DE CÁLCULO**




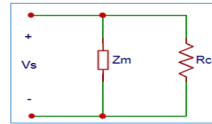
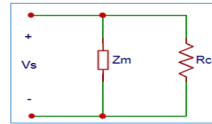
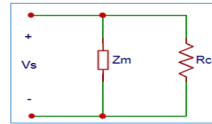
---

La primera tabla de datos que aparece en la plantilla corresponde a los datos generales de la frontera a la cual estan asociados los PTS. Se debe diligenciar para identificar el punto al cual se le va a instalar las resistencias de compensación.

Es importante que el ejecutor tenga presente que en las casillas donde deberá ingresar los datos, debe ser en aquellas celdas que están en sin relleno, ya que las celdas sombreadas son aquellas que contienen las fórmulas y muestran los resultados del cálculo.

Fuente: Elaboración Propia

Figura 56: Plantilla de cálculo para resistencias de compensación para PTS

		<b>ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.</b> ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA CÁLCULO DE RESISTENCIAS DE COMPENSACIÓN PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA																												
<b>CÁLCULO DEL RESISTENCIAS DE COMPENSACIÓN PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN</b>																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Información General de La Frontera</th> </tr> <tr> <td style="width: 50%;">Subestación</td> <td style="width: 50%;">Puerto Wilches</td> </tr> <tr> <td>Frontera</td> <td>T1</td> </tr> <tr> <td>Tensión Primaria</td> <td>230/√3 KV</td> </tr> </table>				Información General de La Frontera		Subestación	Puerto Wilches	Frontera	T1	Tensión Primaria	230/√3 KV																			
Información General de La Frontera																														
Subestación	Puerto Wilches																													
Frontera	T1																													
Tensión Primaria	230/√3 KV																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th colspan="3" style="text-align: center;">Datos Generales de Entrada</th> </tr> <tr> <th style="width: 30%;">Parámetro</th> <th style="width: 30%;">Valor</th> <th style="width: 40%;">Unidad</th> </tr> <tr> <td>Tensión Secundaria del PT</td> <td>66,395281</td> <td>[V]</td> </tr> <tr> <td>Burden Nominal PT Sn</td> <td>60</td> <td>[VA]</td> </tr> <tr> <th colspan="3" style="text-align: center;">Impedancia Medida Zm</th> </tr> <tr> <td>Magnitud</td> <td>1213,56</td> <td>[Ω]</td> </tr> <tr> <td>Fase</td> <td>-9,5071</td> <td>[°]</td> </tr> </table>		Datos Generales de Entrada			Parámetro	Valor	Unidad	Tensión Secundaria del PT	66,395281	[V]	Burden Nominal PT Sn	60	[VA]	Impedancia Medida Zm			Magnitud	1213,56	[Ω]	Fase	-9,5071	[°]	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="text-align: center;">Consideraciones</th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">                     Para el cálculo de las resistencias de compensación para transformadores de tensión, se tiene en cuenta el siguiente circuito del devanado secundario equivalente del PT                 </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">  </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">                     Para hallar el valor de Rc se debe calcular la impedancia equivalente del circuito (Zc):                     <math display="block">Z_c = \left( \frac{1}{Z_m} + \frac{1}{R_c} \right)^{-1} = \frac{Z_m * R_c}{R_c + Z_m}</math> </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">                     Donde,  <math>V_s</math> = Tensión nominal secundaria transformador de tensión  <math>Z_m</math> = Impedancia medida de la carga a un factor de potencia de 0.9  <math>R_c</math> = Resistencia de compensación en paralelo                 </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">                     El requerimiento de carga según lineamientos regulatorios debe ser entre un 25% y un 100% del burden nominal :                     <math display="block">S_c = 25\% * S_n</math> </td> </tr> </table>		Consideraciones	Para el cálculo de las resistencias de compensación para transformadores de tensión, se tiene en cuenta el siguiente circuito del devanado secundario equivalente del PT		Para hallar el valor de Rc se debe calcular la impedancia equivalente del circuito (Zc): $Z_c = \left( \frac{1}{Z_m} + \frac{1}{R_c} \right)^{-1} = \frac{Z_m * R_c}{R_c + Z_m}$	Donde, $V_s$ = Tensión nominal secundaria transformador de tensión $Z_m$ = Impedancia medida de la carga a un factor de potencia de 0.9 $R_c$ = Resistencia de compensación en paralelo	El requerimiento de carga según lineamientos regulatorios debe ser entre un 25% y un 100% del burden nominal : $S_c = 25\% * S_n$
Datos Generales de Entrada																														
Parámetro	Valor	Unidad																												
Tensión Secundaria del PT	66,395281	[V]																												
Burden Nominal PT Sn	60	[VA]																												
Impedancia Medida Zm																														
Magnitud	1213,56	[Ω]																												
Fase	-9,5071	[°]																												
Consideraciones																														
Para el cálculo de las resistencias de compensación para transformadores de tensión, se tiene en cuenta el siguiente circuito del devanado secundario equivalente del PT																														
																														
Para hallar el valor de Rc se debe calcular la impedancia equivalente del circuito (Zc): $Z_c = \left( \frac{1}{Z_m} + \frac{1}{R_c} \right)^{-1} = \frac{Z_m * R_c}{R_c + Z_m}$																														
Donde, $V_s$ = Tensión nominal secundaria transformador de tensión $Z_m$ = Impedancia medida de la carga a un factor de potencia de 0.9 $R_c$ = Resistencia de compensación en paralelo																														
El requerimiento de carga según lineamientos regulatorios debe ser entre un 25% y un 100% del burden nominal : $S_c = 25\% * S_n$																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th colspan="4" style="text-align: center;">Valores Calculados</th> </tr> <tr> <th style="width: 20%;">Parámetro</th> <th style="width: 20%;">Valor</th> <th style="width: 10%;">Unidad</th> <th style="width: 50%;">Fórmula</th> </tr> <tr> <td>Zm ( Rm+ jXm)</td> <td>1196,89192515912+200,443491011566i</td> <td>[Ω]</td> <td><math>Z_m =  Z_m  * \cos \theta + j Z_m  * \sin \theta</math></td> </tr> <tr> <td><b>Resistencia de Compensación</b></td> <td style="text-align: center;"><b>390</b></td> <td>[Ω]</td> <td><math>R_c = \frac{V_s^2 * Z_m}{(0.25 * S_n * Z_m - V_s^2)}</math></td> </tr> <tr> <td>Zc</td> <td>295,657471653761+11,9165933311316i</td> <td>[Ω]</td> <td><math>Z_c = \frac{Z_m * R_c}{R_c + Z_m}</math></td> </tr> <tr> <td>Burden Compensado</td> <td>59,59270288</td> <td>[VA]</td> <td><math>S_n = \frac{V_s^2 * (R_c + Z_m)}{0.25 * R_c * Z_m}</math></td> </tr> </table>				Valores Calculados				Parámetro	Valor	Unidad	Fórmula	Zm ( Rm+ jXm)	1196,89192515912+200,443491011566i	[Ω]	$Z_m =  Z_m  * \cos \theta + j Z_m  * \sin \theta$	<b>Resistencia de Compensación</b>	<b>390</b>	[Ω]	$R_c = \frac{V_s^2 * Z_m}{(0.25 * S_n * Z_m - V_s^2)}$	Zc	295,657471653761+11,9165933311316i	[Ω]	$Z_c = \frac{Z_m * R_c}{R_c + Z_m}$	Burden Compensado	59,59270288	[VA]	$S_n = \frac{V_s^2 * (R_c + Z_m)}{0.25 * R_c * Z_m}$			
Valores Calculados																														
Parámetro	Valor	Unidad	Fórmula																											
Zm ( Rm+ jXm)	1196,89192515912+200,443491011566i	[Ω]	$Z_m =  Z_m  * \cos \theta + j Z_m  * \sin \theta$																											
<b>Resistencia de Compensación</b>	<b>390</b>	[Ω]	$R_c = \frac{V_s^2 * Z_m}{(0.25 * S_n * Z_m - V_s^2)}$																											
Zc	295,657471653761+11,9165933311316i	[Ω]	$Z_c = \frac{Z_m * R_c}{R_c + Z_m}$																											
Burden Compensado	59,59270288	[VA]	$S_n = \frac{V_s^2 * (R_c + Z_m)}{0.25 * R_c * Z_m}$																											

Fuente: Elaboración Propia

Figura 57: Plantilla de cálculo para resistencias de compensación para CTS

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.  
ÁREA DE GESTIÓN OPERATIVA  
PROYECTO CÓDIGO DE MEDIDA  
CÁLCULO DE RESISTENCIAS DE COMPENSACIÓN PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA

CÁLCULO DEL RESISTENCIAS DE COMPENSACIÓN PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Información General de La Frontera	
Subestación	Puerto Wilches
Frontera	T1
Corriente Primaria [A]	40

Datos Generales de Entrada

Parámetro	Valor	Unidad
Corriente Secundaria del CT	5	[V]
Burden Nominal CT Sn	70	[VA]
Impedancia Medida Zm		
Magnitud	0,42	[Ω]
Fase	2,15	[°]

Valores Calculados

Parámetro	Valor	Unidad	Fórmula
Zm ( Rm+ jXm)	0,419704334951303-0,0157566247364336i	[Ω]	$Z_m =  Z_m  * \cos \theta +  Z_m  * \sin \theta$
Resistencia de Compensación	0,28073819	[Ω]	$R_c = \frac{0.25 * S_n}{I_s^2} - Z_m$
Zc	0,700442524494828-0,0157566247364336i	[Ω]	$Z_c = Z_m + R_c$
Burden Compensado	70,06197266	[VA]	$S_n = \frac{I_s^2 * (Z_m + R_c)}{0.25}$

Consideraciones

Para el cálculo de las resistencias de compensación para transformadores de corriente, se tiene en cuenta el siguiente circuito del devanado secundario equivalente del CT

Para hallar el valor de Rc se debe calcular la impedancia equivalente del circuito (Zc):

$$Z_c = Z_m + R_c$$

Donde,

$I_s$  = es la Corriente nominal secundaria del transformador de corriente  
 $Z_m$  = Impedancia medida de la carga a un factor de potencia de 0.9  
 $R_c$  = Resistencia de compensación en serie

Fuente: Elaboración Propia

**ANEXO 3. INFORME SOBRE PRINCIPALES MODIFICACIONES REALIZADAS A LA CREG 038/2014 POR LA CREG 033/2019**

		<b>INFORME PRINCIPALES MODIFICACIONES REALIZADAS A LA CREG 038/2014 POR LA CREG 033/2019</b>
---	---	--

<b>Fecha:</b> 26 de Abril de 2019	<b>Lugar:</b> ESSA Sede Principal
<b>Comité o proceso:</b> Proyecto Código de medida	
<b>Elaborado por:</b> Diana Carolina Jaimes Calderón	<b>Cargo:</b> Practicante A.G.O – Equipo O.I

**1. Modificación al literal a), numeral 9 del Anexo 8 de la CREG 038/2014:**

El Anexo 8 trata sobre el PROCEDIMIENTO DE LECTURA DE LAS FRONTERAS COMERCIALES CON REPORTE AL ASIC y la modificación de la CREG 033/2019 se realizó en el literal a) Procedimiento de interrogación y reporte, específicamente en el numeral 9:

<b>Resolución</b>	<b>Descripción</b>	<b>Modificación</b>
<b>CREG 038/2014</b>	<p><b>9.</b> En caso de que el RF no reporte la información de alguna frontera se entiende que esta se encuentra en falla y el RF dispone de ocho (8) horas para declarar al ASIC el tipo de falla ocurrida. Cuando no se informe al ASIC el tipo de falla, el plazo para la solución de la misma es de 15 días no prorrogables.</p>	<p>Según la resolución 033/2019 que modifica parcialmente la CREG 038/2014, la falla deberá considerarse para evaluar el límite de fallas que trata el artículo 36 de la 038, es decir, que en lo posible se debe evitar un No envío de lecturas para no superar límite de fallas establecido por cada año.</p>
<b>CREG 033/2019</b>	<p><b>9.</b> En caso de que el RF no reporte la información de alguna frontera se entiende que esta se encuentra en falla y el RF dispondrá de ocho (8) horas para declarar al ASIC el tipo de falla ocurrida. Cuando no se informe al ASIC el tipo de falla, el plazo para la solución de la misma será de 15 días calendario no prorrogables, la lectura deberá ser estimada aplicando los mecanismos del artículo 38 del código y la falla deberá</p>	

	considerarse para evaluar el límite de fallas establecido en el artículo 36 de la presente resolución.	
--	--	--

## 2. Modificación a literales del Anexo 9 de la CREG 038/2014:

El anexo 9 hace referencia a la VERIFICACIÓN QUINQUENAL DE LAS FRONTERAS COMERCIALES CON REPORTE AL ASIC y la modificación se realizó a los siguientes literales:

- **Literal c) Plazo de Ejecución de Verificación**

Resolución	Descripción	Modificación
<b>CREG 038/2014</b>	<p><b>C) Plazo de Ejecución de Verificación</b>  El plazo de ejecución de la verificación debe ser establecido considerando la cantidad de sistemas de medición asociados a fronteras comerciales que deben ser sometidos a verificación y la distribución geográfica de la muestra.  En todo caso, la verificación de las fronteras con reporte al ASIC debe ejecutarse en un plazo no mayor a doce (12) meses.</p>	Se amplía el plazo de doce (12) a dieciocho (18) meses para la ejecución de la verificación de las fronteras con reporte al ASIC.
<b>CREG 033/2019</b>	<p><b>C) Plazo de Ejecución de Verificación</b>  El plazo de ejecución de la verificación debe ser establecido considerando la cantidad de sistemas de medición asociados a fronteras comerciales que deben ser sometidos a verificación y la distribución geográfica de la muestra.  En todo caso, la verificación de las fronteras con reporte al ASIC debe ejecutarse en un plazo no mayor a dieciocho (18) meses.</p>	



- **Literal e), numeral 5. Programación de la Verificación**

<b>Resolución</b>	<b>Descripción</b>	<b>Modificación</b>
<b>CREG 038/2014</b>	<b>e) Programación de la Verificación</b> 5. La visita de verificación debe realizarse dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes al recibo de la solicitud.	Se extiende el tiempo programado para la verificación de 48 horas a 72 horas adicionales, es decir que se tienen 5 días para postergar la realización de la visita a partir del recibo de solicitud por mutuo acuerdo entre las partes.
<b>CREG 033/2019</b>	<b>e) Programación de la Verificación</b> La visita podrá postergarse, de mutuo acuerdo, hasta por 72 horas adicionales. Si no hay acuerdo, debe realizarse en el plazo inicial de cuarenta y ocho (48) horas.	

- **Literal h) Publicación de Resultados**

<b>Resolución</b>	<b>Descripción</b>	<b>Modificación</b>
<b>CREG 038/2014</b>	<b>h) Publicación de Resultados</b> “...” Adicionalmente, el ASIC elaborar un informe del proceso de verificación quinquenal y sus resultados, el cual debe publicarse dentro de los dos (2) meses siguientes a la culminación del contrato.	Según la modificación, se entiende que se elimina la tercera vuelta en la verificación quinquenal y que la publicación de resultados se debe hacer a los 2 meses siguientes a la terminación de la primera y segunda vuelta.
<b>CREG 033/2019</b>	<b>h) Publicación de Resultados</b> “...” Adicionalmente, el ASIC elaborar un informe del proceso de verificación quinquenal y sus resultados, el cual debe publicarse dentro de los dos (2) meses siguientes a la culminación de la primera y segunda muestra, en	

	caso de que esta última se haya realizado, de la verificación quinquenal.	
--	---	--

- **Literal i), inciso 2. Resultados no Satisfactorios de la Verificación**

<b>Resolución</b>	<b>Descripción</b>	<b>Modificación</b>
<b>CREG 038/2014</b>	<b>i) Resultados no Satisfactorios de la Verificación</b> “...”La segunda verificación debe realizarse dentro los cuatro (4) meses siguientes a la publicación, por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, del informe de verificación quinquenal de las fronteras comerciales con reporte al ASIC señalado en el numeral anterior.	Se amplía el plazo para la realización de la segunda verificación de cuatro (4) a doce (12) meses siguientes a la publicación del informe de la verificación quinquenal de F.C con reporte al ASIC
<b>CREG 033/2019</b>	<b>i) Resultados no Satisfactorios de la Verificación</b>  La segunda verificación debe realizarse dentro los doce (12) meses siguientes a la publicación, por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, del informe de verificación quinquenal de las fronteras comerciales con reporte al ASIC señalado en el numeral anterior.	

- **Literal i), inciso 4. Resultados no Satisfactorios de la Verificación**

<b>Resolución</b>	<b>Descripción</b>	<b>Modificación</b>
<b>CREG 038/2014</b>	<b>i) Resultados no Satisfactorios de la Verificación</b> “...”Si en la segunda verificación se encuentran sistemas de medición no conformes, el representante de la	Se establece que no habrá una tercera verificación y que, si en la segunda aún se encuentran sistemas de medición no conformes, se

	frontera debe solicitar al ASIC, a su cargo, la realización de revisiones extraordinarias a todos los sistemas de medición de las fronteras comerciales que representa, para lo cual se debe aplicar el procedimiento señalado en el artículo 31 de esta resolución.	debe dar tratamiento con lo que se encuentra en el literal j) de la 038.
<b>CREG 033/2019</b>	<p><b>i) Resultados no Satisfactorios de la Verificación</b></p> <p>Si en la segunda verificación se encuentran sistemas de medición no conformes, estos deberán ser tratados de acuerdo con lo señalado en el literal j) de este anexo, sin perjuicio de las sanciones que establezca la ley y las que aplique la SSPD.</p>	

- **Adición del Literal k). Incumplimiento de la obligación de realizar la verificación**

<b>Resolución</b>	<b>Descripción</b>	<b>Modificación</b>
<b>CREG 038/2014</b>	No existía literal k).	
<b>CREG 033/2019</b>	<p><b>k) Incumplimiento de la obligación de realizar la verificación</b></p> <p>En caso de que no se realice la verificación, la firma verificadora deberá dejar constancia de esta situación en su informe y el ASIC dentro de las dos (2) semanas siguientes a la fecha programada de la visita procederá a cancelar la frontera comercial o a lo señalado en Anexo 11 de esta resolución. Sin perjuicio de las sanciones que establezca la ley y las que aplique la SSPD y la Superintendencia de Industria y Comercio, según sea el caso.”</p>	<p>Se adiciona el literal k) al anexo 9 dejando claro las consecuencias que conlleva la No realización de la verificación, como lo es proceder a la cancelación de la frontera comercial o el trato correspondiente de la misma señalado en el Anexo 11 que se le adicionó a la CREG 038.</p>

### 3. Adición del ANEXO 11 a la CREG 038/2014:

Se incluye el anexo 11 que da lugar a un **tratamiento especial para las fronteras que tienen causal de cancelación**, en el cual se establece que cuando a solicitud de un agente, por intermedio del tercero contrato por el ASIC, se verifique la ocurrencia de los siguientes eventos:

- La falla o el hurto del Sistema de Medida de la Frontera Comercial, o de alguno de sus componentes, cuando su reparación o reemplazo supere el tiempo establecido en la regulación vigente.
- El Sistema de Medida no cumple alguno de los requisitos cuya omisión, según el Código de Medida, da lugar a cancelar la frontera.

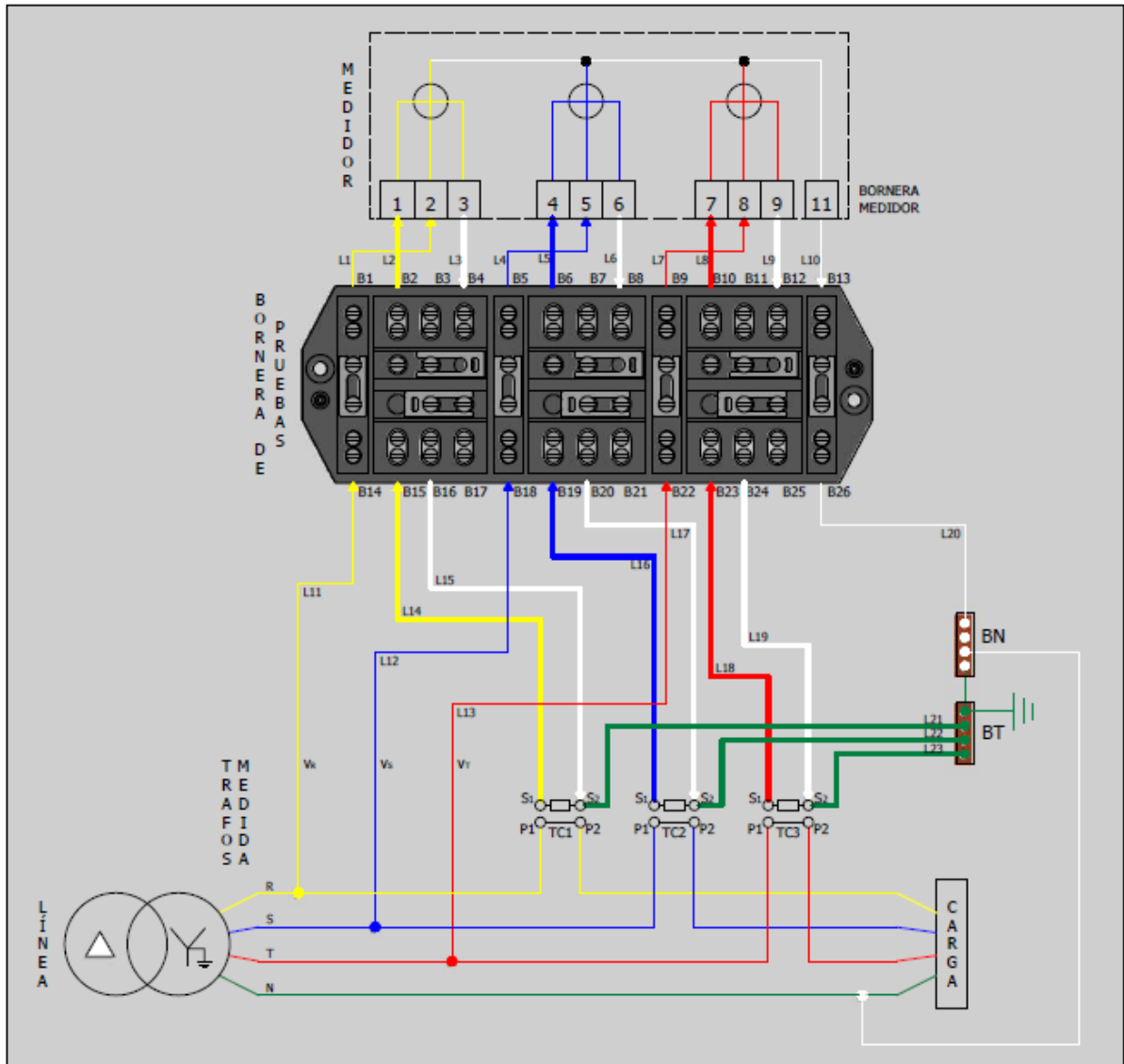
En fronteras de:

- Generación
- Comercialización entre agentes
- Enlace Internacional
- De Distribución o fronteras para agentes y usuarios conectados al STN.

No habrá lugar a la cancelación de las fronteras y se debe proceder de acuerdo con las 8 reglas que enuncia dicho anexo. El tema principal de las reglas es enfocado en la **formulación de un Plan de Normalización de la frontera en un plazo de 30 días calendario y con una duración máxima de 6 meses.**

## ANEXO 4. DIAGRAMAS DE TIPOS DE CONEXIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA

A. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 CT's. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.

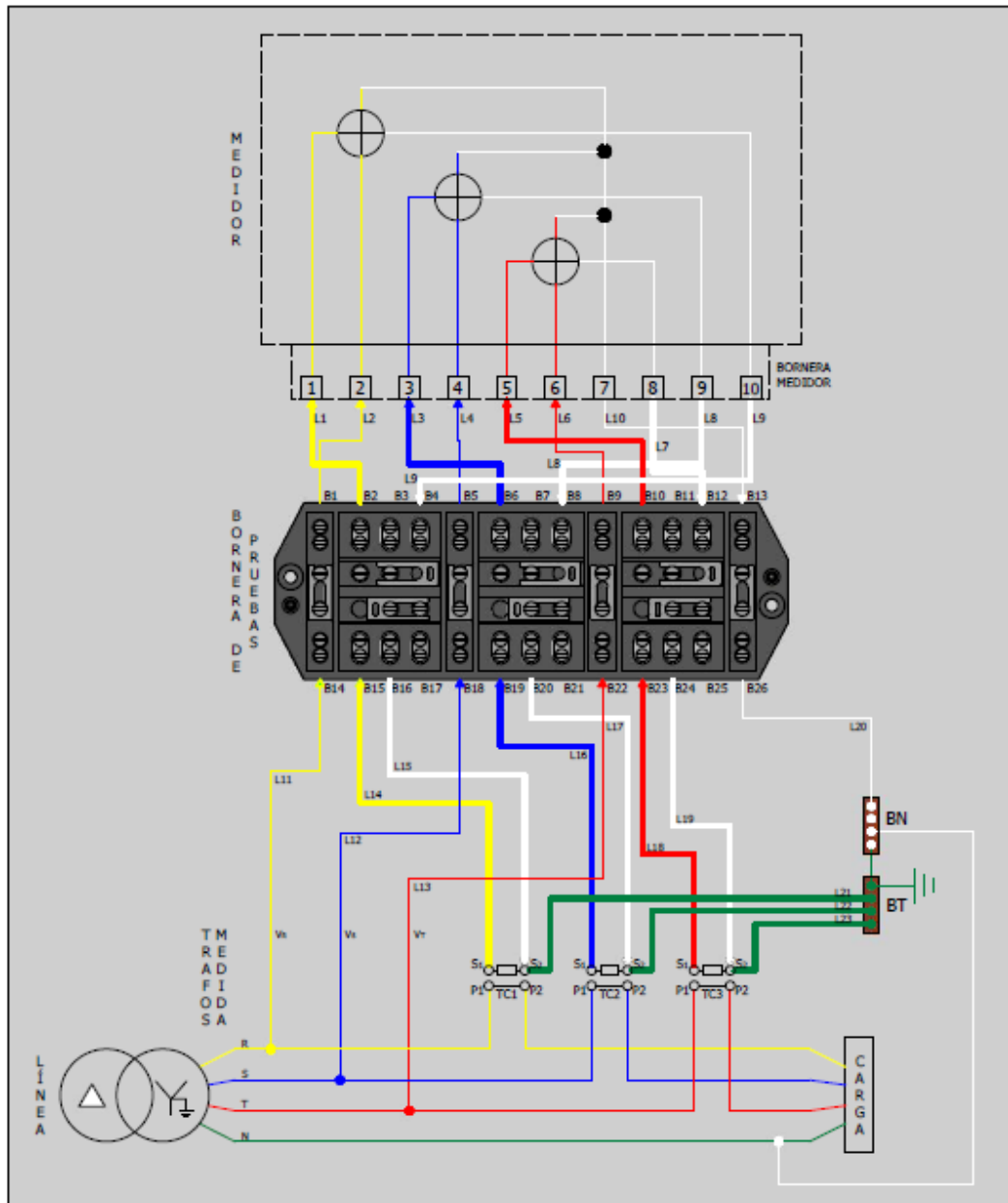


CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	10	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	10	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	BLANCO	10	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	ROJO	12	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	ROJO	10	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	BLANCO	10	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	BLANCO	12	De B13 a Borne 11 Medidor
L11	AMARILLO	12	De Barraje principal Fase R a B14
L12	AZUL	12	De Barraje principal Fase S a B18

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L13	ROJO	12	De Barraje principal Fase Y a B22
L14	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L15	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L16	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L17	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L18	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L19	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L20	BLANCO	12	De B26 a BN
L21	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L22	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L23	VERDE	10	De Borne S2 de TC3 a BT

Fuente: tomado de [19]

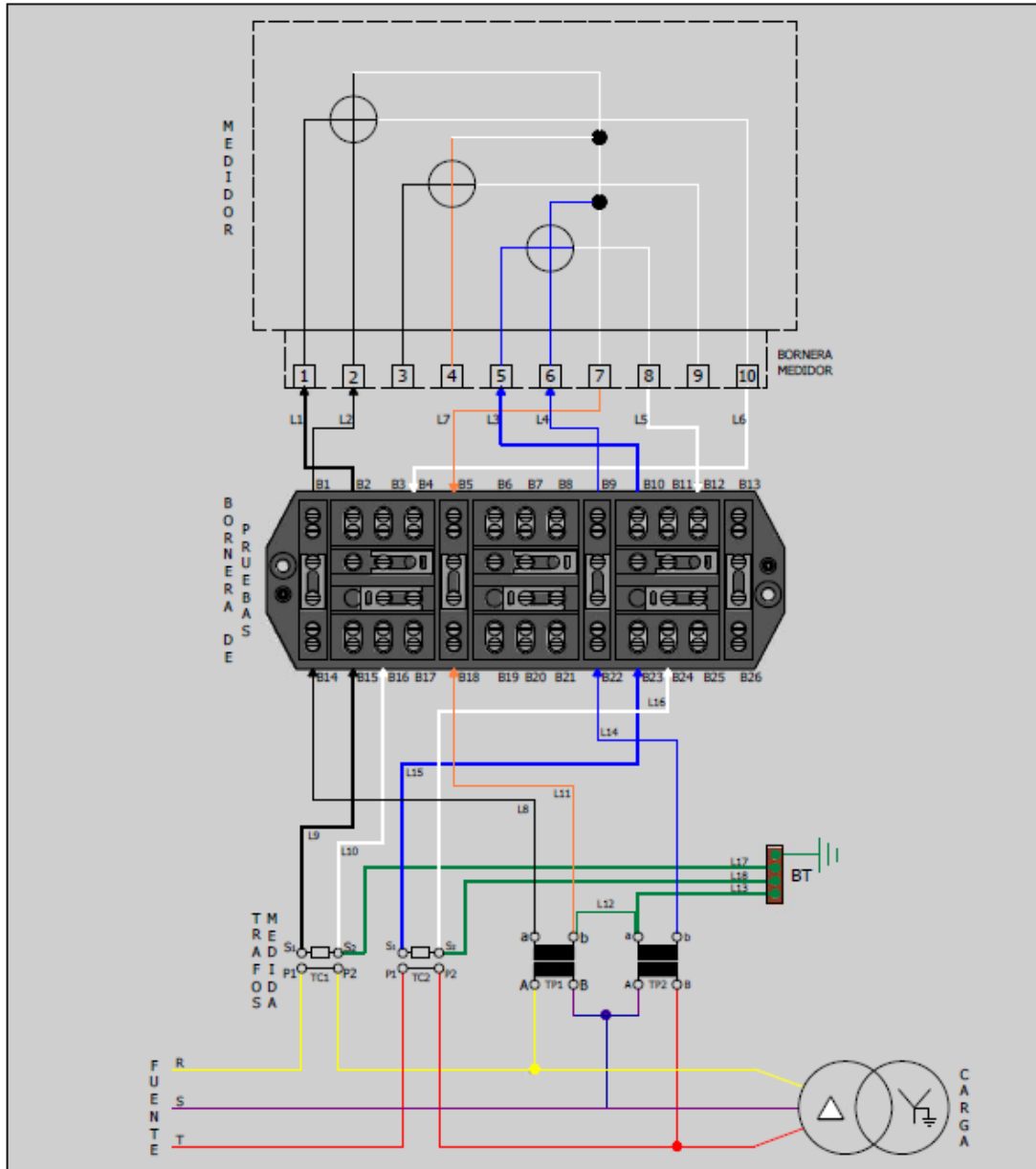
B. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 CT's. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor	L13	ROJO	12	De Barraje principal Fase T a B22
L2	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor	L14	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L3	AZUL	10	De B6 a Borne 3 Medidor	L15	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 4 Medidor	L16	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L5	ROJO	10	De B10 a Borne 5 Medidor	L17	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L6	ROJO	12	De B9 a Borne 6 Medidor	L18	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L7	BLANCO	10	De Borne 8 Medidor a B12	L19	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L8	BLANCO	10	De Borne 9 Medidor a B8	L20	BLANCO	12	De B26 a BN
L9	BLANCO	10	De Borne 10 Medidor a B4	L21	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L10	BLANCO	12	De Borne 7 Medidor B13	L22	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L11	AMARILLO	12	De Barraje principal Fase R a B14	L23	VERDE	10	De Borne S2 de TC3 a BT
L12	AZUL	12	De Barraje principal Fase S a B18				

Fuente: tomado de [19]

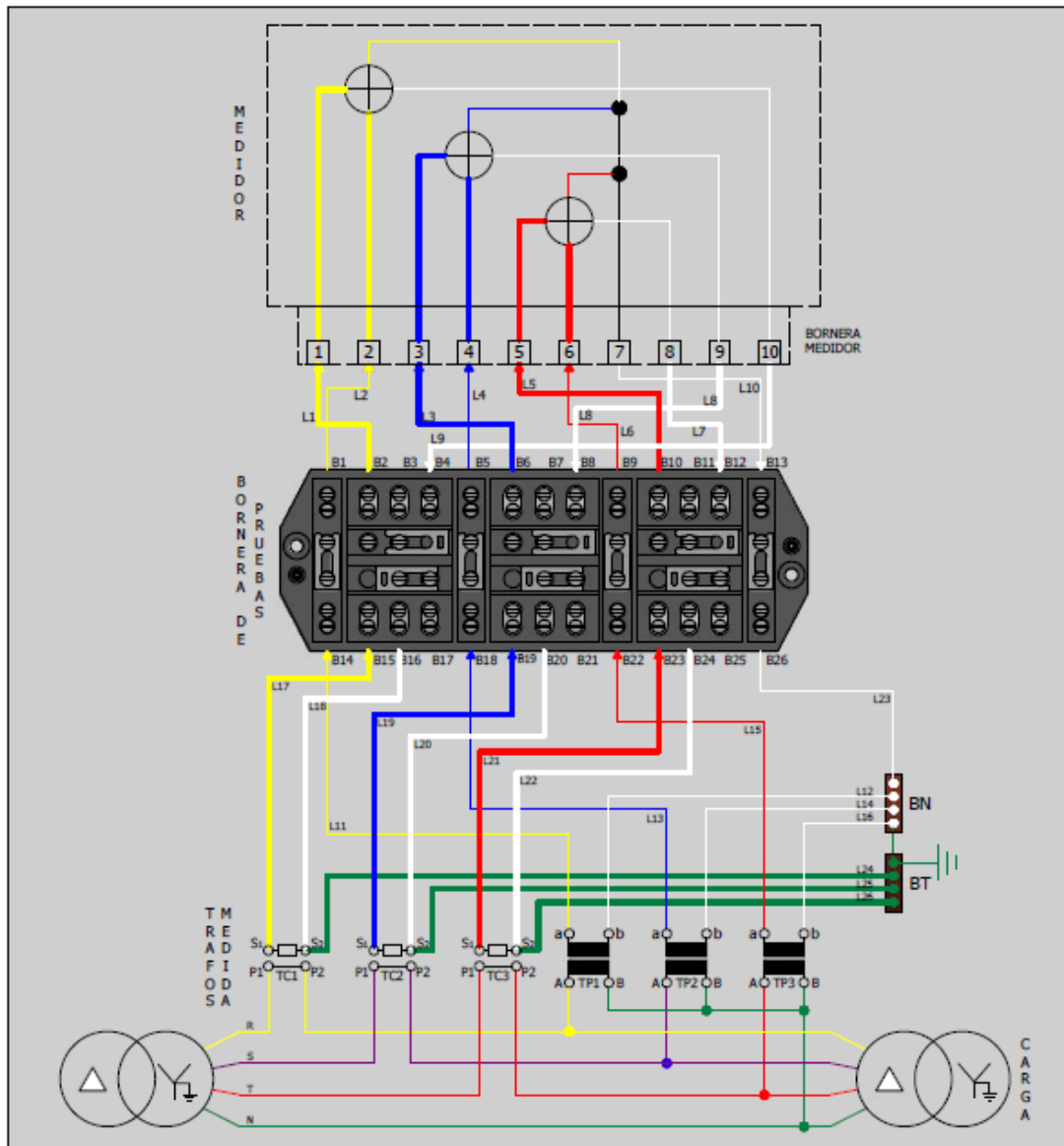
C. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 CT's y 2 PT's. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 3H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	NEGRO	10	De B2 a Borne 1 Medidor	L10	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L2	NEGRO	12	De B1 a Borne 2 Medidor	L11	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L3	AZUL	10	De B10 a Borne 5 Medidor	L12	NARANJA	12	De Borne secundario (b) de TP1 a Borne Secundario (a) de TP2
L4	AZUL	12	De B9 a Borne 6 Medidor	L13	VERDE	12	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L5	BLANCO	10	Borne 8 Medidor a B12	L14	AZUL	12	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L6	BLANCO	10	Borne 10 Medidor a B4	L15	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B23
L7	NARANJA	12	Borne 7 Medidor a B5	L16	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B24
L8	NEGRO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14	L17	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L9	NEGRO	10	De Borne S1 de TC1 a B15	L18	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT

Fuente: tomado de [19]

D. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.

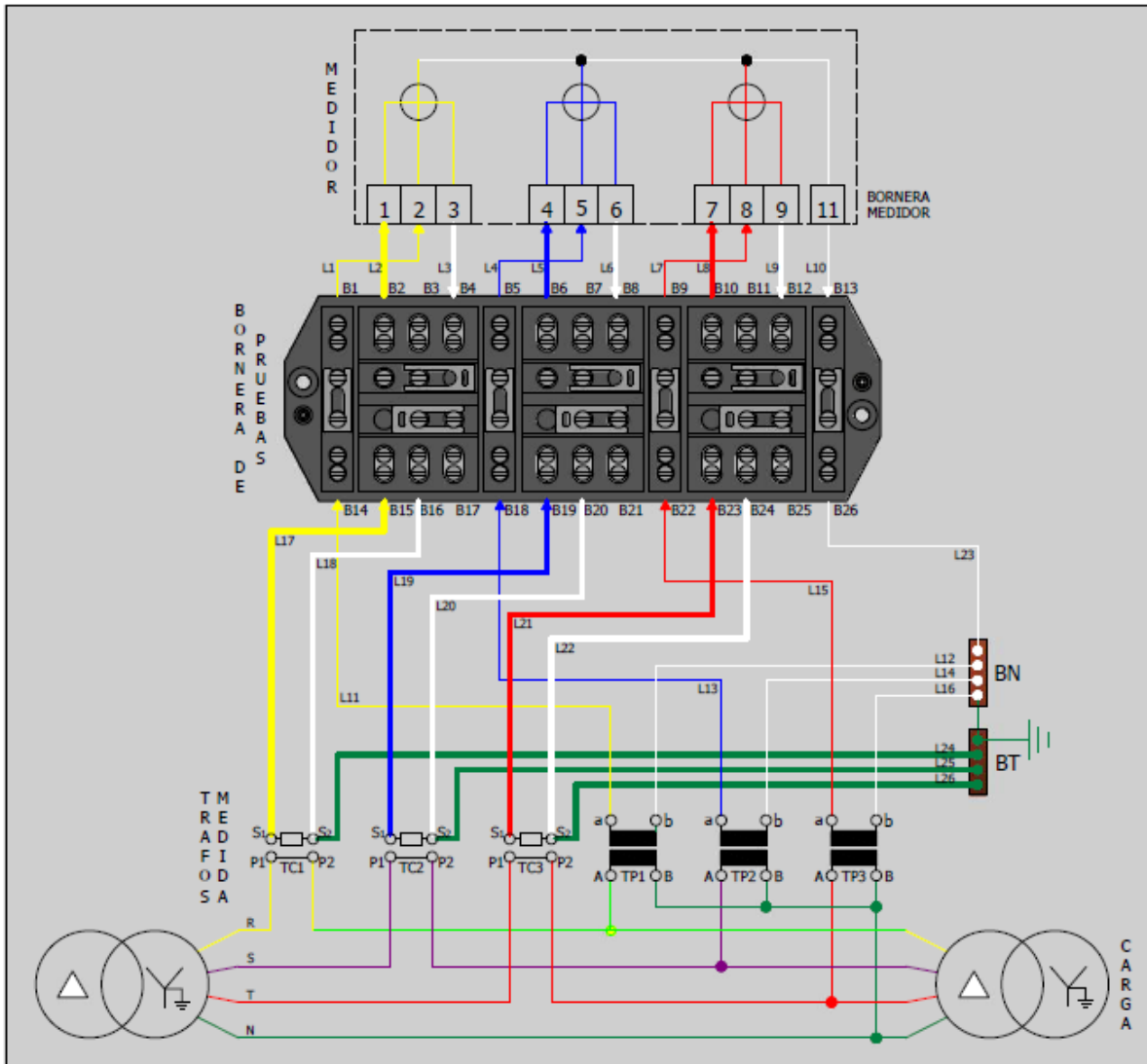


CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor	L14	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP2 a BN
L2	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor	L15	ROJO	12	De Borne secundario (a) de TP3 a B22
L3	AZUL	10	De B6 a Borne 3 Medidor	L16	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP3 a BN
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 4 Medidor	L17	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L5	ROJO	10	De B10 a Borne 5 Medidor	L18	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L6	ROJO	12	De B9 a Borne 6 Medidor	L19	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L7	BLANCO	10	De Borne 8 Medidor a B12	L20	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L8	BLANCO	10	De Borne 9 Medidor a B8	L21	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L9	BLANCO	10	De Borne 10 Medidor a B4	L22	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L10	BLANCO	12	De Borne 7 Medidor a B13	L23	BLANCO	12	De B26 a BN
L11	AMARILLO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14	L24	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L12	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP1 a BN	L25	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L13	AZUL	12	De Borne secundario (a) de TP2 a B18	L26	VERDE	10	De Borne S2 de TC3 a BT

Fuente: tomado de [19]



E. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 CT's y 3 PT's. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	12	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	10	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	10	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	12	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	10	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	BLANCO	10	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	ROJO	12	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	ROJO	10	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	BLANCO	10	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	BLANCO	12	De B13 a Borne 11 Medidor
L11	AMARILLO	12	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L12	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L13	AZUL	12	De Borne secundario (a) de TP2 a B18

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	CALIBRE	DESCRIPCIÓN
L14	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP2 a BN
L15	ROJO	12	De Borne secundario (a) de TP3 a B22
L16	BLANCO	12	De Borne secundario (b) de TP3 a BN
L17	AMARILLO	10	De Borne S1 de TC1 a B15
L18	BLANCO	10	De Borne S2 de TC1 a B16
L19	AZUL	10	De Borne S1 de TC2 a B19
L20	BLANCO	10	De Borne S2 de TC2 a B20
L21	ROJO	10	De Borne S1 de TC3 a B23
L22	BLANCO	10	De Borne S2 de TC3 a B24
L23	BLANCO	12	De B26 a BN
L24	VERDE	10	De Borne S2 de TC1 a BT
L25	VERDE	10	De Borne S2 de TC2 a BT
L26	VERDE	10	De Borne S2 de TC3 a BT

Fuente: tomado de [19]

## ANEXO 5. FORMATO DE MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE MEDIDA DE FRONTERAS COMERCIALES

INFORME DE MANTENIMIENTO DE FRONTERAS											
Ciudad:			Dirección:			Fecha:					
Nombre de la frontera:					Código SIC de la frontera:						
RF:					Ubicación:						
Nivel de Tensión: 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> STN <input type="checkbox"/>					Tipo de Frontera	Comercialización	Agentes <input type="checkbox"/>				
Tensión del punto de medida [kV]		Capacidad [kVA]					Agentes y usuarios <input type="checkbox"/>				
					Distribución <input type="checkbox"/>						
Tipo de punto de medición: 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> 5 <input type="checkbox"/>											
MEDIDORES											
Ubicación de Medidor: Poste <input type="checkbox"/> Patio <input type="checkbox"/> Interior <input type="checkbox"/> Exterior <input type="checkbox"/>											
MEDIDOR PRINCIPAL					MEDIDOR RESPALDO						
Numero de serie					Numero de serie						
Marca					Marca						
Tipo					Tipo						
Cifras (Entero, Decimal)					Cifras (Entero, Decimal)						
Constante (K)					Constante (K)						
Unidad Constante					Unidad Constante						
Clase de precisión en activa					Clase de precisión en activa						
Clase de precisión en reactiva					Clase de precisión en reactiva						
No. de fases					No. de fases						
No. de hilos					No. de hilos						
Tensión [V]					Tensión [V]						
Corriente [A]					Corriente [A]						
Factor multiplicador FM					Factor multiplicador FM						
¿Medidor Retirado SI/NO					¿Medidor Retirado? SI/NO						
Medidor Instalado					Medidor Instalado						
SELLOS		Existentes		Nuevos		SELLOS		Existentes		Nuevos	
Reset						Reset					
Coraza						Coraza					
Bornera medidor						Bornera medidor					
Bornera de pruebas						Bornera de pruebas					
DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA											
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE						TRANSFORMADOR DE TENSIÓN					
Ubicación: Patio <input type="checkbox"/> Celda <input type="checkbox"/>						Ubicación: Patio <input type="checkbox"/> Celda <input type="checkbox"/>					
Fase R		Fase S		Fase T		Fase R		Fase S		Fase T	
Marca						Marca					
Serie						Serie					
Relación						Relación					
Clase						Clase					
Burden						Burden					
Sellos Instalados						Sellos Instalado					
Sellos Retirados						Sellos Retirados					

ACTIVIDADES A REALIZAR EN EL MANTENIMIENTO			
ACTIVIDADES	¿ Se realizó la actividad?		OBSERVACIONES
	SI	NO	
1. Calibración medidor principal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
2. Calibración medidor de Respaldo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3. Inspección del marquillado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4. Inspección de estado de conductores de señales.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
5. Inspección de los bloques de borneras de prueba	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6. Inspección y limpieza del gabinete	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
7. Revisión y ajuste de conexiones de señales de corriente y tensión.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
8. Validación de parámetros de configuración de los medidores (Verificación del FM, entre otros)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
9. Prueba de comunicaciones.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
10. Inspección visual y verificación de ohmiaje para las cargas de compensación instaladas en los CT's	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
11. Inspección visual y verificación de ohmiaje para las cargas de compensación instaladas en los PT's.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
12. Diligenciamiento de actas ante retiro e instalación de sellos o alguna maniobra en los	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
13. Pruebas de Rutina a transformadores de medida.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
<b>OBSERVACIONES GENERALES SOBRE EL MANTENIMIENTO EJECUTADO</b>			
<b>FIRMAS RELACIONADAS EN LA EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO</b>			
Ejecutado Por:			Revisado Por:
Nombre: _____	Cargo: _____	Firma: _____	Nombre: _____
Nombre: _____	Cargo: _____	Firma: _____	Cargo: _____
Nombre: _____	Cargo: _____	Firma: _____	Firma: _____

Fuente: Autor












## ANEXO 6. LISTA DE CHEQUEO PARA LA VERIFICACIÓN INICIAL DEL PUNTO DE FRONTERA

LISTA PARA PROCESOS DE VERIFICACIÓN DE FRONTERA								
Ciudad:		Ubicación:			Fecha:			
Nombre de la frontera:			Código SIC de la frontera:					
RF :								
Nivel de Tensión: 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> STN <input type="checkbox"/>					Dirección:			
Tensión del punto de medida [kV]		Capacidad [kVA]		Tipo de Frontera	¿ Es nueva o existente?:			
Tipo de punto de medición: 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> 5 <input type="checkbox"/>								
#	ASPECTO A EVALUAR				SI	NO	N/A	OBSERVACIONES
<b>Instalación del Sistema de Medición</b>								
1	La instalación cumple con lo señalado en el manual de operación y en las normas técnicas expedidas por el OR de acuerdo con lo señalado en los numerales 4.2 y 5.5.1 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.							
2	Los equipos de medida se instalaron con el mínimo posible de conexiones y cables.							
3	Los equipos de medida se instalaron en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que queden protegidos contra condiciones climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor.							
4	El punto de medición coincide con el punto de conexión y el punto de medición se ubica por el devanado de alta tensión del transformador de potencia.							
5	Los circuitos de tensión y corriente disponen de secundarios dedicados exclusivamente a los sistemas de medición de energía o de supervisión y control (SCADA) de los centros regionales de despacho y del CND.							
6	El error porcentual máximo (en módulo y en fase), a factor de potencia 0.9 introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión no supera el 0.1%.							
7	El cumplimiento de exactitud y precisión de los equipos de medida tal y como lo establece el artículo 9 de la CREG 038/2014 y las demás normas que lo soportan.							
8	La sincronización del reloj cumple con el desfase permitido para cada punto de medición según el artículo 16 de la CREG 038/2014.							
9	Los transformadores de corriente y de tensión se instalaron dentro de los rangos de carga nominal establecidos en las normas técnicas aplicables, de tal forma que garanticen la clase de exactitud, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectado. La carga de los circuitos secundarios de los CT's y PT's esta comprendida entre el 25% y el 100% del burden nominal.							
10	Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta cuentan con bloques de borneras de prueba.							
11	Los equipos de medida permiten lectura.							
12	Los equipos de medida registran el consumo.							
13	Se expresa el consumo en las unidades que establece la regulación nuevo código de medida ( kWh para energía activa y kVArh para energía reactiva).							
14	Los equipos de medida Ppermiten la transmisión de los datos de consumo y/o transferencia de energía.							
15	La transmisión de los datos entre el medidor , el CGM y entre este último y el ASIC se sujeta a los requerimientos mínimos de seguridad e integridad definidos por el CND en el Acuerdo 1043. (Cifrado y Encriptado).							

<b>Componentes del Sistema de Medición</b>				
16	Posee medidor de energía activa/reactiva integrado o no de acuerdo a la exactitud exigida.			
17	Cuenta con medidor de respaldo con las mismas características técnicas que las del principal.			
18	El punto de frontera cuenta con CT's y PT's con la clase y precisión exigida.			
19	Posse cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.			
20	Posee panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.			
21	Posee Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.			
22	Se configuró el Acceso 1 y 2 en los medidores Principal y respaldo.			
23	Si la Frontera es Bidireccional(se configuro la Importación en el Canal 1 y la Exportación en el Canal 2)			
24	Los bloques de Prueba del medidor Principal y Respaldo, permiten la independencia de ambos medidores.			
25	La frontera cuenta con su respectiva hoja de vida del sistema de medida.			
26	Los elementos del sistema de medida cuentan con los sellos de seguridad del OR y Agente.			
27	El sistema de medicion tiene facil acceso para su verificación.			
<b>Documentación y Certificaciones</b>				
28	Diagrama unifilar del sistema de medida.			
29	Informe de curva típica esperada de la nueva frontera.			
30	Certificados de calibración de medidores no mayor a 12 meses.			
31	Certificados de calibración de transformadores de corriente, no mayor a 18 meses.			
32	Certificados de calibración de transformadores de tensión, no mayor a 18 meses.			
33	Certificados de conformidad de producto de: Medidores.			
34	Certificados de conformidad de producto de: transformadores de tensión.			
35	Certificados de conformidad de producto de: transformadores de corriente.			
36	Certificados de conformidad de producto de: cables.			
37	Certificados de conformidad de producto de: borneras.			
38	Certificados de conformidad de producto de: panel o caja de seguridad.			
39	Formato de subsanación debidamente firmado.			
40	Plan de mantenimiento documentado.			
41	Informe de pruebas de rutina a transformadores de medida.			
42	Documentación de fallas permitidas del sistema de medición.			
<b>Firmas</b>				
<b>Nombre del verificador</b>		<b>Representante OR</b>		

Fuente: Autor

## ANEXO 7. INFORMACIÓN A ENVIAR PARA EL REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES ANTE EL ASIC

Tipo de Frontera	Descripción de Información	Descripción del Formato o Requisito	Archivo
Frontera de comercialización entre Agentes	SIC 100 - Formato de inscripción de fronteras comerciales SIC 050 - Formato de curva típica de carga. Diagrama unifilar. Protocolos de calibración de los equipos de medición. Plantilla de Equipos de Medida Formato SIC-200: Verificación Inicial del sistema de medida.	SIC-200 : Art. 23 Res. 038/2014. Verificación Inicial del sistema de medición para cumplir con el código de medida.	
		SIC- 058 : Art. 58 Res 156 de 2011. Declara que está de acuerdo con los mecanismos para asegurar el pago del usuario al anterior comercializador.	
Frontera de Generación	SIC 100 - Formato de inscripción de fronteras comerciales. SIC 200. Diagrama unifilar. Contrato de Conexión o certificación del transportador o distribuidor. Protocolos de calibración de los equipos de medición si se trata de una nueva frontera o de la reactivación de alguna. Plantilla Equipos de Medida. Si es embebida, requiere factor de pérdida acordado y código SIC de la frontera principal.	SIC-157 : Art. 14 Res. 156/2011. -Tiene por objeto la medición de un único usuario. -Corresponde a una frontera principal de que trata la Res. 122 de 2003. - Corresponde a una frontera de comercialización para agentes y usuarios de las zonas especiales según Decreto 4978 de 2007.	
Frontera de Consumos propios de Generación	SIC 100 - Formato de inscripción de fronteras comerciales. SIC 200. SIC 050 - Formato de curva típica de carga. Diagrama unifilar. Protocolos de calibración de los equipos de medición si se trata de una nueva frontera o de la reactivación de alguna.	SIC- 108: Cumple con el plazo establecido en el Art. 15 de la Creg 108 de 1997. Terminación unilateral del contrato por parte del suscriptor o usuario, por cambio de comercializador.	
Fronteras AGPE y GD	Formato SIC 030: Formato de registro para autogeneradores a pequeña escala y generación distribuida. Formato SIC 200. Formato SIC 157. Protocolos de calibración: medidores y transformadores de medida.	SIC-100: Formato de Inscripción de fronteras comerciales.	
		SIC- 050: Formato de curva típica de carga. Se encuentra en los anexos al final del documento publicado por el CAC en el hipervínculo de enlace de archivo.	
Frontera UR	Formato SIC 200. Formato SIC 157. Formato SIC 108. Plantilla Equipos de Medida. Si es una instalación nueva se requiere acta o comunicaciones del Art.33 de la resolución de la CREG 156 de 2011. Si no es una instalación nueva se requiere Paz y Salvo del agente representante anterior y Formato SIC 058. Si es registro de frontera nueva por cambio de ubicación se requiere código SIC de la frontera en trámite de cancelación. Protocolos de calibración.	Acta Comunicación Art. 33 de la Resolución CREG 156 de 2011: acta en la que conste el recibo técnico a satisfacción entre Operador de Red y Comercializador.	 A  B
		Paz y Salvo Comercializador anterior: paz y salvo del comercializador anterior.	
Frontera UNR	Formato SIC 200. Formato SIC 157. Plantilla Equipos de Medida. Si es una instalación nueva se requiere acta o comunicaciones del Art.33 de la resolución de la CREG 156 de 2011. Si no es una instalación nueva se requiere Paz y Salvo del agente representante anterior y Formato SIC 058.	Carta de Voluntad del usuario de cambio de mercado: carta de voluntad del usuario de cambio de mercado.	
		Formato de Reporte de Certificados de Calibración de los Equipos.	

Fuente: Autor

## ANEXO 8. BASE DE DATOS DE LOS SISTEMAS DE MEDIDA DE LAS FRONTERAS COMERCIALES DE LA ESSA

Esta base de datos se realizó usando el sistema de gestión de base de datos Access incluido en el paquete ofimático denominado Microsoft Office.

La finalidad de la herramienta es presentar toda la información de los sistemas de medida de las 134 fronteras comerciales que tiene a cargo el proyecto código de medida de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P y permitir un mejor control del mantenimiento que se les debe realizar a cada una de ellas acorde a los tiempos regulatorios.

La información del sistema de medida se encuentra caracterizado por:

- Información General de las Fronteras
- Información de los Transformadores de Corriente (CTS)
- Información de los Transformadores de Tensión (PTS)
- Información del Medidor Principal
- Información del Medidor de Respaldo
- Mantenimiento

En ese orden de ideas, la relación que se muestra en Access está orientada principalmente a la tabla de información general de la frontera (ver figura 58) y de allí se articulan las otras tablas que conforman el diseño de la base de datos, como lo son: medidor principal y respaldo, mantenimiento y finalmente transformadores de medida. Ver figura 59.

Figura 58: Descripción Vista de diseño tabla principal: Frontera

Nombre del campo	Tipo de datos	Descripción (opcional)
Id_FRONTERA	Autonumeración	
CODIGOSUB	Texto corto	
NOMBRESUBESTACION	Texto corto	
FRONTERA	Texto corto	
MUNICIPIO	Texto corto	
DIRECCION	Texto largo	
TIPOPUNTO MEDICION	Número	
TENSION	Número	KV
NIVELTENSION	Número	
TIPOFRONTERA	Texto corto	Comercialización o Distribución (Valores posibles C o D)
DOCUMENTOS	Hipervínculo	

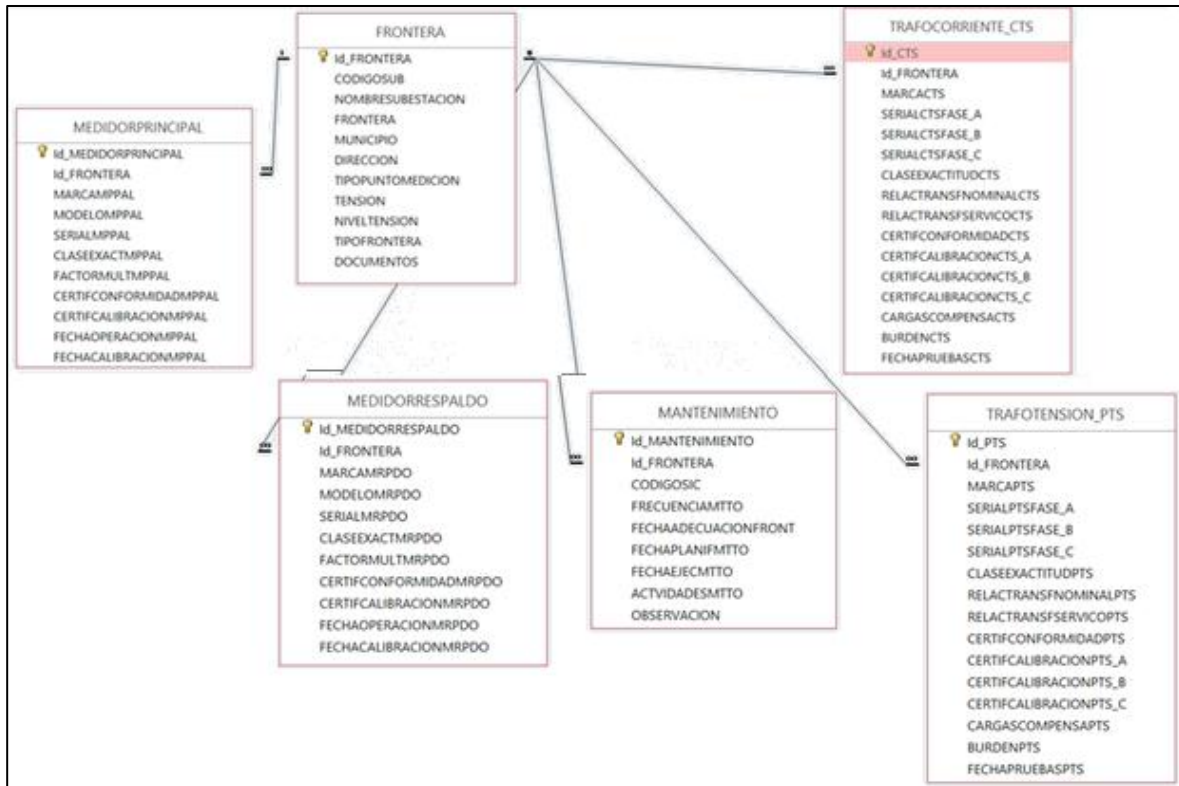
  

Propiedades del campo	
General	Búsqueda
Tamaño del campo	255
Formato	
Máscara de entrada	
Título	
Valor predeterminado	
Regla de validación	
Texto de validación	
Requerido	No
Permitir longitud cero	Sí
Indexado	No
Compresión Unicode	Sí
Modo IME	Sin Controles
Modo de oraciones IME	Nada
Alineación del texto	General

Etiqueta para el campo cuando se usa en una vista. Si no escribe ningún título, se usará el nombre del campo como etiqueta. Presione F1 para obtener ayuda sobre los títulos.

Fuente: Autor

Figura 59: Esquema de relaciones de la base de datos del sistema de medida de fronteras comerciales ESSA.



Fuente: Autor