

EVALUACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS EN EL DIAGNÓSTICO DE
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA IMPLEMENTADOS POR EDEC S.A.

WILMER ANDRÉS CORREA SALAMANCA



UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
TUNJA
2016

EVALUACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS EN EL DIAGNÓSTICO DE
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA IMPLEMENTADOS POR EDEC S.A.

WILMER ANDRÉS CORREA SALAMANCA

Trabajo de práctica con proyección empresarial o social Para optar el título de
INGENIERO ELECTRÓNICO

Director
Oscar Mauricio Hernández Gómez
Ingeniero Electrónico
M.Sc en ingeniería electrónica



UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
TUNJA
2016

Nota de aceptación:

Firma del Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Tunja, 06 de Mayo de 2016

DEDICATORIA

Con todo mi amor, para ti mamá, porque has hecho todo en la vida para que yo pueda lograr mis sueños, por ese apoyo incondicional tuyo, de mi papá y mis hermanos durante mi trayectoria academica, tambien a ti abuelo que aunque ya no estes a mi lado fuiste crucial en mi ingreso a la universidad, ahora me toca regresar un poquito de todo lo que me han otorgado, Gracias.

AGRADECIMIENTOS

Le doy gracias a mis padres por apoyarme en todo momento, por los valores que me han inculcado y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida, a mis hermanos por ser parte importante de mi vida y representar la unidad familiar.

Al asesor de este trabajo, el Ingeniero Oscar Mauricio Hernández, por su ayuda, orientación y paciencia, brindada durante la realización de este. A cada uno de los ingenieros, de la escuela de ingeniería electrónica de la UPTC, le doy gracias por sus orientaciones académicas, enseñanzas y voz de aliento, que me brindaron a lo largo de la carrera.

A la empresa EDEC S.A y a cada uno de los ingenieros que me ofrecieron sus conocimientos y colaboración incondicional, durante la realización de este trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
2 GENERALIDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	23
2.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	25
2.2 RELACIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y CENTRALES GENERADORAS	25
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.....	26
2.3.1 Subestaciones Elevadoras.....	27
2.3.2 Subestaciones Reductoras.....	27
2.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	27
2.5 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS	28
2.5.1 Pérdidas Técnicas.....	28
2.5.2 Pérdidas No Técnicas..	30
2.6 DIVISIÓN DEL SISTEMA.....	31
2.7 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	32
2.7.1 Tipos de Medición.	33
2.8 DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN	33
2.8.1 Medidores.....	34
2.8.2 Clases de Medidores.....	34
2.9 TRANSFORMADORES DE MEDIDA.....	35
2.9.1 Clasificación de transformadores de medida.....	35

3	ENFOQUE Y PROCEDIMIENTO PARA LA DETECCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	38
3.1	FOCALIZACIÓN Y DIAGNOSTICO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	38
3.2	MACROMEDICIÓN	40
3.2.1	Balance De Energía	41
3.2.2	Plan Caminante.....	42
3.3	PROCEDIMIENTOS EN LA DETECCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA PEREIRA DEL DEPARTAMENTO DE RISARALDA	42
3.3.1	Procedimiento De Macromedición.....	43
3.3.2	Procedimiento en revisiones de medida directa	44
3.3.3	Procedimiento en revisiones de medidas semidirecta e indirecta	47
3.4	RELACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS EN EL DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA PEREIRA Y LA ZONA CENTRO DEL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ	49
4	AJUSTE DE LOS PROCEDIMIENTOS EN EL DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ (ZONA CENTRO)	58
4.1	OPERACIÓN DE EDEC S.A EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ	58
4.2	PROCEDIMIENTOS ZONA CENTRO.....	58
4.2.1	Procedimiento de macromedición	58
4.2.2	Procedimiento de medida directa	60
4.2.3	Procedimientos de medida semidirecta e indirecta	60
	CONCLUSIONES	62
	RECOMENDACIONES.....	63
	BIBLIOGRAFÍA.....	64
	ANEXOS.....	66

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Relación procedimientos de macromedición.....	50
Tabla 2. Relación procedimiento de medida directa	53
Tabla 3. Relación procedimientos de medida semidirecta e indirecta	55
Tabla 4. Fronteras de la zona centro.	59

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema Eléctrico.	24
Figura 2. Niveles de tensión entre la generación y la transmisión.	26
Figura 3. Niveles de tensión desde la transmisión al uso residencial.	26
Figura 4. Subestaciones usadas en las etapas del sector eléctrico.	27
Figura 5. Pérdidas técnicas en líneas de transmisión y distribución.	30
Figura 6. Perdidas No Técnicas en líneas de distribución.	31
Figura 7. División de los niveles de tensión.	32
Figura 8. Conexión de un transformador de corriente a un equipo de medida.	36
Figura 9. Conexión de un transformador de potencial a un equipo de medida.	37
Figura 10. Etapas en la focalización y detección de las pérdidas.	38
Figura 11. Esquemático para la organización de subestaciones y circuitos dentro del sistema eléctrico	39
Figura 12. Procedimientos usados en las etapas de focalización y detección de pérdidas.	40
Figura 13. Uso del macromedidor en líneas de baja tensión	41
Figura 14. Procedimiento de Macromedición en la detección de pérdidas	43
Figura 15. Procedimiento en revisiones de medida directa	45
Figura 16. Irregularidad detectada.	46
Figura 17. Procedimientos en revisiones de medida semidirecta e indirecta.	47
Figura 18. Diligenciamiento del formato en terreno.	50

Figura 19. Relación de procedimientos.....	56
Figura 20. Estado de la macromedición en zona centro.	60
Figura 21. Capacitación y socialización de los procedimientos desarrollados	61

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Medidor Monofásico Electrónico.	66
Anexo B. Medidor Polifásico Multifuncional Medida Semidirecta.....	67
Anexo C. División del departamento de Boyacá en zonas	68
Anexo D. Subestaciones internas del departamento de Boyacá	69
Anexo E. Procedimientos desarrollados en revisiones de medida directa para la zona centro del departamento.	70
Anexo F. Procedimientos desarrollados en revisiones de medida semidirecta e indirecta para la zona centro del departamento.....	76
Anexo G. Diagrama unifilar y de conexiones en medida semidirecta	83
Anexo H. Diagrama unifilar de medida indirecta.....	84
Anexo I. Diagramas de conexiones de TC's y TP's en medida indirecta	85

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la implementación de los procedimientos de diagnóstico de pérdidas eléctricas utilizados por la empresa EDEC S.A., aplicados en la zona centro oriente del departamento de Boyacá.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Examinar los procedimientos implementados por EDEC S.A en el departamento de Risaralda para el diagnóstico de pérdidas de energía, identificando los procedimientos de medición utilizados en redes domiciliarias, comerciales e industriales.
- Elaborar un formato para relacionar los procedimientos que se tienen en cuenta en el diagnóstico de pérdidas de la energía en Risaralda, con los que actualmente son usados por EDEC S.A., en el departamento de Boyacá.
- Aplicar el formato elaborado para verificar los procedimientos que se tienen en cuenta en Medida Directa, Macromedición y Medida especial por parte de la empresa.

GLOSARIO

ACOMETIDA: 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. Se definen tres tipos de acometidas:

- **TRIFÁSICA:** Está compuesta por cuatro hilos, tres fases y un neutro.
- **BIFÁSICA:** Está compuesta por tres hilos, dos fases y un neutro.
- **MONOFÁSICA:** Está compuesta por dos hilos, una fase y un neutro.

ACOMETIDA FRAUDULENTA: Cualquier derivación de la red local, o de otra acometida del correspondiente servicio, efectuada sin autorización del prestador del servicio.

ACOMETIDA AÉREA: Es la que se deriva en forma aérea y visible desde la red de distribución local (RDL) hasta el punto de medida del cliente.

ACOMETIDA SUBTERRÁNEA: Conjunto de conductos subterráneos, cajas de inspección, conductores, accesorios y canalizaciones que conecta un cliente a un transformador o red de distribución.

AFORO: Actividad tendiente a determinar las capacidades nominales de los equipos, artefactos, e instalaciones eléctricas conectados o susceptibles de conexión encontrados en un inmueble al momento de la visita.

ANOMALIA: Alteración técnica en las instalaciones eléctricas y el medidor de un suscriptor o usuario en donde no ha existido intervención de un usuario o suscriptor o un tercero y que ha alterado el consumo de medida.

CIRCUITO: Red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área específica. Cuando un circuito tenga varias secciones o tramos, cada sección o tramo se considera como un circuito.

CONSUMO: Cantidad de Kilovatios y/o kilovatios-hora de energía activa o reactiva, recibidas por el suscriptor o usuario en un periodo determinado, leídos en los equipos de medición respectivos, o calculados mediante la metodología establecida en la resolución 108 de 1997 de la CREG.

CONSUMO ANORMAL: Consumo que, al compararse con los promedios históricos de un mismo suscriptor o usuario, o con los promedios de consumo de suscriptores o usuarios con características similares, presenta desviaciones significativas, de acuerdo con los parámetros establecidos por la empresa.

CONSUMO ESTIMADO POR CENSO DE CARGA O AFORO: Consumo establecido con base en aforos individuales de carga utilizando el factor de utilización establecidos por la empresa.

CONSUMO FRAUDULENTO: Consumo que se realiza a través de una acometida clandestina por alteración de las conexiones, los equipos de medición o de control; igualmente, es él se realiza cuando el servicio se encuentre suspendido o cortado.

CONSUMO NO AUTORIZADO: Consumo realizado a través de una acometida no autorizada por la EMPRESA, o por la alteración de las conexiones o de los equipos de medición o de control, o del funcionamiento de tales equipos.

CORTE DE SERVICIO: Pérdida del derecho al suministro del servicio público domiciliario de energía eléctrica en caso de ocurrencia de alguna de las causales contempladas en la Ley 142 de 1994, en el Decreto 1842 de 1991, y en el contrato con condiciones uniformes.

CREG: La comisión de regulación de Energía y Gas, es una entidad eminentemente técnica y su objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

DEMANDA MÁXIMA: Potencia eléctrica máxima demandada por una instalación durante un periodo dado, expresada en kilovatios (Kw).

DESVIACIONES SIGNIFICATIVAS: Se entiende por desviación significativa, en el periodo de facturación correspondiente, los aumentos o reducciones en los consumos que, comparados con el promedio de los últimos tres periodos, si la facturación es bimestral, o de los últimos seis periodos si esta es mensual, no se encuentren dentro del rango comprendido entre veinte (20%) y cincuenta (50%) por ciento, dependiendo del estrato en el sector residencial, o del tipo de servicio en los otros sectores.

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kV. Quien desarrolla esta actividad se denomina distribuidor de energía eléctrica.

DISTRIBUCIÓN LOCAL (DL): Persona que opera y transporta energía eléctrica en un sistema de Distribución Local, o que ha constituido una empresa cuyo objeto incluye el desarrollo de dichas actividades; y la operará directamente o interpuesta persona (Operador).

ENERGÍA ACTIVA: Energía eléctrica potencialmente transformable en trabajo o iluminación.

ENERGÍA NO FACTURADA: Energía que por acción u omisión de la EMPRESA o el SUScriptor o USUARIO no fue facturada dentro del periodo correspondiente.

ENERGÍA REACTIVA INDUCTIVA: Energía utilizada para magnetizar transformadores, motores y otros aparatos que tienen bobinas.

EQUIPO DE MEDIDA: Conjunto de dispositivos destinados a la medición o registro del consumo.

FACTURA DE SERVICIOS PÚBLICOS: Es la cuenta de cobro que una persona prestadora de servicios públicos entrega o remite al usuario, por causa del consumo y demás servicios inherentes prestados, en desarrollo de un contrato de servicios públicos.

FRAUDE: Alteración de la acometida o medidor que afecte la medición del consumo realizado por el usuario o un tercero.

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las zonas No Interconectadas (IPSE), adscrito al Ministerio de Minas y Energía, se encarga de mejorar las condiciones de vida de las comunidades, a través de la identificación, elaboración, promoción y viabilizaran los proyectos para llevar energía a las localidades que no la poseen o a donde la prestación del servicio es deficiente.

IRREGULARIDAD: Es toda alteración en las instalaciones eléctricas de un usuario o suscriptor. La irregularidad es el género y la anomalía y el fraude la especie.

MEDIDOR: Es el aparato que mide la demanda máxima y los consumos de energía activa o reactiva o las dos. La medida de energía puede ser realizada en función del tiempo y puede o no incluir dispositivos de transmisión de datos.

MEDIDOR DE CONEXIÓN DIRECTA: Es el dispositivo que mide el consumo y se conecta la red eléctrica sin transformadores de medida.

NIVEL DE TENSIÓN: Los sistemas de transmisión regional y/o distribución local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel IV: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel III: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.
- Nivel II: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel I: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

NTC: Norma técnica colombiana avalada por el ICONTEC.

PETICIÓN: Solicitud de un SUScriptor o USUARIO dirigida a la EMPRESA, relacionada con la prestación del servicio de energía eléctrica con el fin de obtener de ella una respuesta. Dependiendo de lo pretendido y del asunto, la respuesta se comunicará o notificará.

PUNTO DE CONEXIÓN: Punto en el cual un SUScriptor o USUARIO está conectado a un Sistema de transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local con el propósito de transferir energía eléctrica.

PUNTO DE MEDICIÓN: Punto de conexión eléctrico del circuito primario del transformador de corriente que está asociado al punto de conexión, o los bornes del medidor, en el del Nivel de Tensión I.

QUEJA: Manifestación de inconformidad del SUScriptor o USUARIO respecto a la actuación de determinados empleados de la EMPRESA o con la forma y condiciones en que esta presta el servicio.

RECONEXIÓN DEL SERVICIO: Restablecimiento del suministro del servicio público cuando previamente se ha suspendido.

RECURSO: Es un mecanismo a través del cual un cliente controvierte las decisiones de la EMPRESA dentro del procedimiento de la vía gubernativa, para que las revoque, aclare o modifique. Precede respecto de aquellos actos relacionados con la prestación del servicio, la ejecución del Contrato con Condiciones Uniformes o su terminación, la suspensión y cese del servicio y la facturación.

RED DE USO GENERAL: Red pública que no forma parte de acometidas o de instalaciones internas.

RED INTERNA: Conjunto de redes, ductos, tuberías, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro del servicio de energía al inmueble a partir del medidor, o en el caso de los SUSCRIPTOR o USUARIO sin medidor, a partir del registro de corte del inmueble. Para edificios o condominios sometidos al régimen de propiedad horizontal, es aquel sistema de suministro del servicio al inmueble a partir del registro de corte.

RED PÚBLICA: Red que utilizan dos o más personas independientemente de la propiedad de la red.

REDES DE DISTRIBUCIÓN: Conjunto de líneas equipos, ductos, posteraía, subestaciones y equipos asociados, utilizados por la EMPRESA para suministrar energía eléctrica a las acometidas.

REGISTRO DE CORTE GENERAL: Armario que almacena los instrumentos de corte individual en los inmuebles sometidos al régimen de propiedad horizontal o condominios. En su defecto, entiéndase como la parte de la acometida en donde se derivan las conexiones a cada medidor.

REGISTRO DE CORTE: Cajilla generalmente empotrada en donde se ubica el dispositivo de corte. En ausencia, entiéndase por aquel, la parte de la acometida externa más cercana al medidor silo hubiere. Si no hubiere medidor, entiéndase por tal, la parte de la acometida más cercana al inmueble que permite suspender el suministro de energía.

REINSTALACIÓN DEL SERVICIO: Restablecimiento del suministro del servicio público cuando previamente se ha efectuado su corte.

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

REVISIÓN: Actividades y procedimientos que realiza la EMPRESA para verificar el estado de los equipos de medida, sellos de seguridad, instalaciones eléctricas, buscando corroborar el correcto cumplimiento del contrato o detectar la causa que dio origen a consumos anormales.

SERVICIO RESIDENCIAL: El residencial es aquel que se presta directamente a los hogares o núcleos familiares, incluyendo las áreas comunes de los conjuntos habitacionales. Para los efectos del servicio de energía eléctrica, podrán considerarse como residenciales los pequeños establecimientos comerciales o industriales conexos a los apartamentos o casas de habitación, cuya carga instalada sea igual o inferior a (3) Kilovatios, si el inmueble esté destinado, en más de un 50% de su extensión, a fines residenciales. Los suscriptores o usuarios residenciales serán clasificados de acuerdo con la estratificación socioeconómica que haya realizado la autoridad competente, según lo dispuesto en la ley 142 de 1994.

SERVICIO DE CONEXIÓN: Es el conjunto de actividades mediante las cuales se realiza la conexión. Estas actividades incluyen los siguientes conceptos: Estudio de conexión, Suministro del medidor y de los materiales de la acometida, ejecución de la obra de conexión, Instalación y calibración inicial del medidor de energía cuando se trata de un equipo de medición de tipo electromecánico, y revisión de la instalación de la conexión, incluida la configuración y/o programación del medidor de energía cuando el aparato de medición es de tipo electrónico.

SERVICIO PROVISIONAL: Servicio de energía eléctrica que se presta transitoriamente a espectáculos públicos, ferias y fiestas, obras en construcción, trabajos no permanentes de construcción, iluminaciones decorativas y vallas publicitarias no permanentes, entre otras.

SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Transporte de energía eléctrica desde las redes las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición.

SEDA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS: Trayectoria del índice de pérdidas totales de energía que un operador de red deberá seguir en un periodo determinado para lograr un índice de pérdidas de energía menor al del nivel inicial.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3,2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL (STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más operadores de red.

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIO PÚBLICOS DOMICILIARIOS (SSPD): Organismo de orden nacional encargado del control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos domiciliarios.

SUSCRIPTOR: Persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.

SUSPENSIÓN DEL SERVICIO: Interrupción temporal del suministro del servicio público respectivo, por alguna de las causales previstas en la ley o en el contrato.

USUARIO: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina consumidor.

UPME: La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), es una unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la ley 143 de 1994 y por el decreto número 1258 de junio 17 de 2013.

Tendrá por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas.

RESUMEN

El sector eléctrico, está compuesto por cuatro etapas: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, cada una trabaja a un nivel de tensión establecido, presentando pérdidas de energía que pueden ser técnicas y no técnicas. Este trabajo tendrá por objeto, analizar y evaluar los diferentes procedimientos que la empresa EDEC S.A, tiene en cuenta dentro de la detección de pérdidas no técnicas presentes en las etapas de distribución y comercialización. Se abordaran los diferentes tipos de medidas y pruebas que son usadas en la detección de las mismas.

INTRODUCCIÓN

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del siglo XIX, cuando miles de habitantes de la capital del país vieron cómo se esparcía la luz de un centenar de lámparas que iluminaban las calles. Este hecho fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad. Del uso inicial de la energía eléctrica para el alumbrado público y el comercio se pasó al uso residencial en los estratos más adinerados de la sociedad y posteriormente llegó a talleres, fábricas y al tranvía.

“En 1950 se empezó a hablar de la interconexión de los sistemas regionales, idea que solo se materializó con la creación de la compañía Interconexión Eléctrica S.A (ISA) en 1967. Durante las décadas de los 70 y 80 se produjeron varios hechos internacionales que afectaron la situación financiera del sector: recesión mundial de la economía, aumento en el precio del petróleo y la crisis de la deuda internacional”¹.

A comienzos de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad mostró resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera. Lo cual desencadenó en 1991 y 1992 un racionamiento de energía, el más grande en la historia reciente del país. Con este panorama en diciembre de 1992, el Gobierno Nacional reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero Energética (UPME).

Desde ese entonces se empieza a trabajar en el sector eléctrico el tema de reducción de pérdidas de energía eléctrica, el cual ha sido ampliamente tratado en todo el mundo con el objetivo de alcanzar la eficiencia en el uso de los recursos y racionalizar las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica, plantas de generación, líneas y transporte.

Reducir los niveles de pérdidas de energía eléctrica contribuye a la mejora de la eficiencia energética, la cual está sujeta a cada una de las subdivisiones del sistema eléctrico, en el que se presentan dos tipos de pérdidas de energía, las técnicas y

¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG), Historia del sector eléctrico en Colombia [en línea]. <<http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/historia>>.

las no técnicas, siendo estas últimas estudiadas, analizadas y evaluadas dentro de la empresa EDEC S.A, donde se realiza un trabajo con el cargo de pasante universitario, con el fin de elaborar procedimientos estándar en la detección de pérdidas no técnicas en la zona centro del departamento de Boyacá.

2 GENERALIDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La electricidad es la forma de energía más utilizada hoy en día en la industria y en los hogares, es una forma de energía relativamente fácil de producir en grandes cantidades, de transportar a largas distancias, de transformar en otros tipos de energía y de consumir de forma aceptablemente limpia. Está presente en todos los procesos industriales y en prácticamente todas las actividades humanas por lo que se puede considerar hoy en día como un bien básico insustituible.

Para que la electricidad pueda ser utilizada es necesario, como en cualquier otra actividad industrial, un sistema físico que permita y sustente todo el proceso desde su generación hasta su utilización y consumo final. Este sistema es el sistema eléctrico, que se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, la transmisión y la distribución de la energía eléctrica².

“Desde finales del siglo XIX y durante todo el siglo XX, el crecimiento de los sistemas eléctricos ha ido a la par del avance tecnológico de la sociedad, hasta el punto de considerar el consumo de energía eléctrica como uno de los indicadores más claros del grado de desarrollo de un país”².

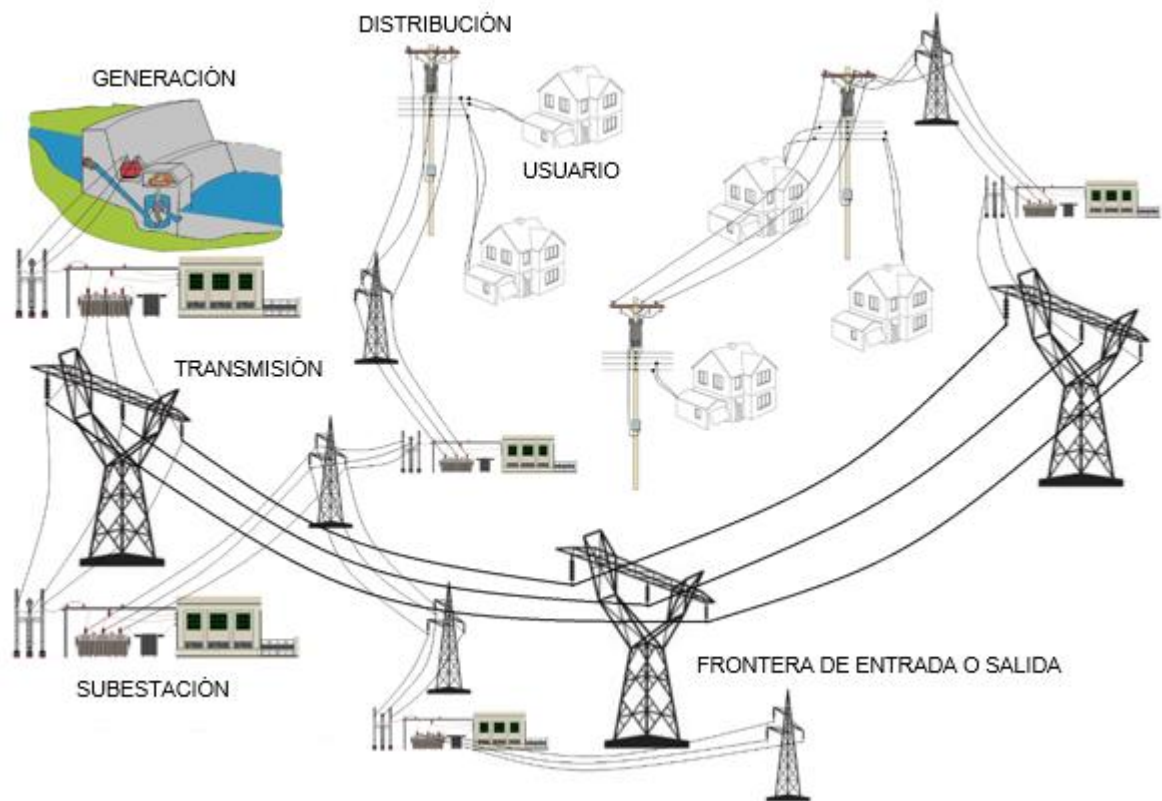
En la Figura 1, se pueden observar las diferentes etapas que están presentes en el sistema eléctrico como lo son: la generación, transmisión, distribución y la comercialización o usuario. La generación tiene lugar en las centrales hidráulicas, térmicas (de carbón, de gas, de ciclo combinado, y de cogeneración) y centrales nucleares. Los alternadores de las centrales generadoras producen la energía eléctrica en media tensión, 6 a 30 kV, tensión que se eleva mediante los transformadores de salida de la central, para ser inyectada en la red de transmisión. La frecuencia del sistema de corriente alterna que se genera es fija y está normalizada: 50 Hz en Europa y 60 Hz en América².

“En las centrales eléctricas siempre se encuentra una subestación, en donde operan los transformadores de potencia, con los cuales se pueden modificar los parámetros de tensión y corriente para elevar o reducir los niveles de tensión de las líneas,

² Guirado Torres, Rafael, Asensi Orosa, Rafael, Jurado Melguizo, Francisco y Carpio Ibáñez, José. Tecnología Eléctrica. España.: Mc Graw-Hill Interamericana de España S.L., 2006, 394p. ISBN 844814807X.

sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica”³.

Figura 1. Sistema Eléctrico.



Fuente: Autor.

La red de transmisión y distribución está formada por las líneas que llevan la energía hasta los consumidores. La transmisión se hace en alta tensión (400 kV, 220 kV y 115 kV) para disminuir las pérdidas y maximizar la potencia transportada. La red de alta tensión es una red geográficamente extensa, son las que enlazan entre si las diferentes regiones de un país. Su función es intercambiar energía entre las regiones que une, por lo que la transferencia de potencia puede ser bidireccional (entrada o salida). Para la distribución de la energía se utilizan subestaciones, las cuales se encargan de reducir los niveles de alta a media tensión (57,5 kV – 1 kV), en esta red se encuentran los centros de transformación en los que la tensión se va

³ Mar Pérez, José Guillermo y Vidal López, Eric Darío. Descripción y función del equipo de una subestación eléctrica. Trabajo de grado Ingeniero Eléctrico. Poza Rica Hidalgo.: Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, 2011. 68 p.

reduciendo hasta que finalmente y conforme al sistema, llega hasta los consumidores finales. La red de media se transforma en red de baja tensión (440 V – 120 V)¹.

Las fronteras de energía, se definen como los puntos o límites donde se intercambia energía con otras regiones del país o zonas. Las zonas son las divisiones que se realizan en cada uno de los departamentos, donde se comprenden algunos de sus municipios. El objetivo principal de las fronteras es suministrar información sobre la energía que entra o sale de una determinada región o zona.

2.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Las subestaciones son un arreglo de equipos y obras complementarias, destinadas a la transferencia de energía eléctrica mediante la transformación o distribución de potencia. Una subestación está constituida por un conjunto de equipos que cumplen la función de unir eléctricamente varios circuitos proporcionando funciones de maniobra, protección y supervisión necesarias para la operación segura y confiable del sistema eléctrico⁴.

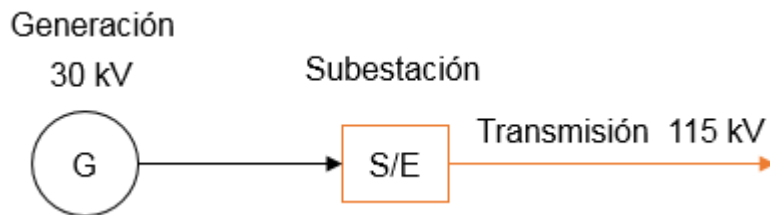
2.2 RELACIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y CENTRALES GENERADORAS

Por razones técnicas (aislamiento, enfriamiento, protección, maniobra, etcétera), los voltajes de generación en las centrales generadoras son relativamente bajos en relación con los voltajes de transmisión, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias estos voltajes de generación resultarían antieconómicos, debido a que se tendría gran caída de voltaje. De aquí se presenta la necesidad de transmitir la energía eléctrica con voltajes más elevados que resulten más económicos⁴. Por ejemplo, si se va a transmitir energía eléctrica de una central generadora a un centro de consumo que está situado a 1000 km de distancia, será necesario elevar el voltaje de generación por ejemplo de 30 kV a otro de transmisión más conveniente como el de 115 kV. Para poder elevar el voltaje de

⁴ Enríquez Harper, Gilberto. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. 2 ed. México.: Limusa, 2006, 509 p. ISBN 9681859766

generación de 30 kV a 115 kV es necesario emplear una subestación como se ilustra en la Figura 2.

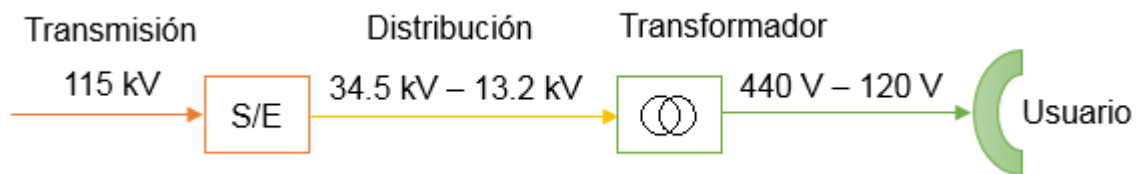
Figura 2. Niveles de tensión entre la generación y la transmisión.



Fuente: Autor.

Es claro que este voltaje no es posible emplearlo en instalaciones industriales, comerciales y residenciales, de donde se desprende la necesidad de reducir el nivel de tensión de la transmisión de 115 kV a otro u otros más convenientes de distribución en los centros urbanos de consumo. En la Figura 3, se ilustra que para reducir el nivel tensión es necesario emplear otra subestación eléctrica.

Figura 3. Niveles de tensión desde la transmisión al uso residencial.

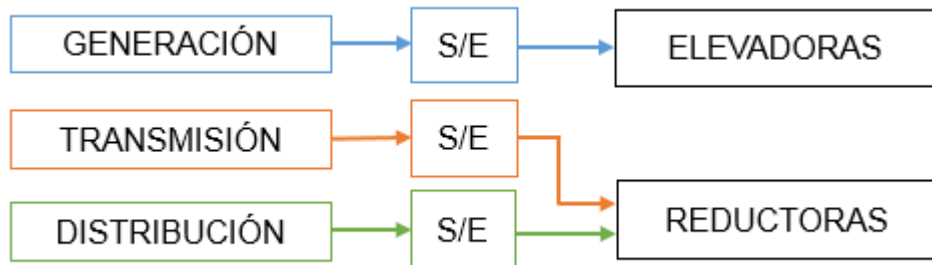


Fuente: Autor.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

Las subestaciones pueden ser clasificadas en elevadoras o reductoras, las cuales operan en cada una de las etapas del sector eléctrico⁴ (Figura 4).

Figura 4. Subestaciones usadas en las etapas del sector eléctrico.



Fuente: Autor.

2.3.1 Subestaciones Elevadoras. En este tipo de subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentran en las centrales eléctricas⁴.

2.3.2 Subestaciones Reductoras. A diferencia de las subestaciones elevadoras estas reducen el voltaje y aumentan la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de las líneas de transmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización⁴.

2.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía que ocurren a lo largo de la cadena del sistema eléctrico representan una medida clave de su eficiencia. En términos generales estas pérdidas dan cuenta de la diferencia entre la electricidad disponible para consumo final y la energía facturada a los usuarios finales. Las pérdidas en el transporte de la electricidad constituyen una medida de la eficiencia técnica del sistema, mientras que las vinculadas a factores no técnicos reflejan la eficiencia operativa de las empresas de suministro eléctrico.

Las pérdidas de electricidad en la transmisión responden principalmente a factores técnicos, eventos climatológicos y condiciones geográficas específicas. Por otro lado, la distribución de la electricidad hacia los usuarios finales está sujeta además a pérdidas de tipo no-técnico. Esto se debe a que la distribución (y/o

comercialización) incluye, además del transporte de energía eléctrica, varias actividades como conexión, medición y el cobro por el servicio⁵.

2.5 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS

El concepto de pérdidas se refiere a la energía eléctrica que se produce y transporta pero que las empresas prestadoras del servicio no facturan porque se pierde a lo largo del proceso de prestación del servicio o porque algunos usuarios la toman de la red de forma ilegal. Así, las pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas⁶.

2.5.1 Pérdidas Técnicas. Las pérdidas técnicas son causadas por deficiencias físicas, tales como la histéresis, pérdidas en el núcleo de los transformadores y el efecto corona en las líneas de transmisión. Estas pérdidas son proporcionales al voltaje e independientes del flujo de electricidad. Debido a que el voltaje varía relativamente poco respecto de su valor nominal, estas pérdidas son tratadas como una constante que depende principalmente de la calidad de la línea. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas de energía.

En este sentido, las pérdidas técnicas son inherentes al transporte de la electricidad, y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de los sistemas de energía. Es por eso que las reducciones de este tipo de pérdidas se consideran ganancias de eficiencia energética en las actividades de transmisión y distribución ⁶.

Pérdidas por Corriente Parasitas o de Foucault: Las corrientes parasitas se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes circulares crean electroimanes con campos magnéticos que se oponen al efecto del campo magnético aplicado. Las corrientes parasitas crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente,

⁵ Jiménez, Raúl, Serebrisky, Tomás y Mercado, Jorge. Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía, 2014. 42 p.

⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Propuesta para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local. Cartilla Técnica de la CREG. Bogotá D.C: CREG; 2011.

dichas corrientes transforman formas útiles de energía, como la cinética, en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto inútil, cuando no perjudicial. A su vez disminuyen la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro y los motores eléctricos⁷.

Pérdidas por Efecto Joule: Son las pérdidas que se presentan en los conductores, debido al paso de la corriente eléctrica, siendo su magnitud proporcional al cuadrado de la misma y variando este valor según la longitud y sección del conductor, estas pérdidas se manifiestan en forma de calor, que por convección son liberadas al exterior⁸.

Pérdidas por Efecto Corona: El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno.

El fenómeno corona consiste en la ionización del aire que rodea a los conductores de alta tensión y que tiene lugar cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez dieléctrica del aire, manifestándose en forma de pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros de los cables. Al momento que las moléculas que componen el aire se ionizan, estas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire⁹.

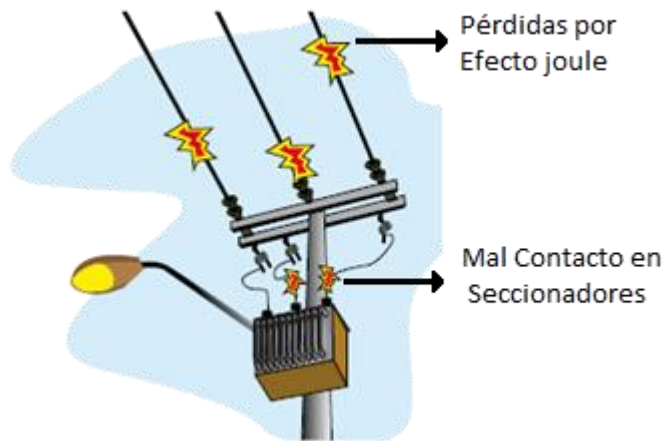
En la Figura 5, Se ilustran las pérdidas técnicas por efecto joule y por mal contacto en los seccionadores.

⁷ Allen Tipler, Paul y Mosca, Gene. Física para la ciencia y la tecnología: Electricidad y magnetismo. 5 ed. España.: Reverté, 2005. 315 p.

⁸ Jiménez Romero, Saadi Joel. Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Lima.: Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2005. 192 p.

⁹ SYSRED INGENIERÍA E INVERSIONES S.A. Efecto corona en líneas de transmisión. Informe técnico de SYSRED. Santiago de Chile.: SYSRED; 2013.

Figura 5. Pérdidas técnicas en líneas de transmisión y distribución.



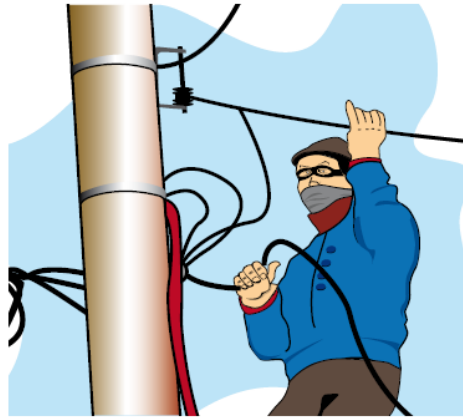
FUENTE: Cartilla Técnica de la CREG⁶

2.5.2 Pérdidas No Técnicas. Se refieren a la electricidad entregada pero no pagada por los usuarios, situación que se traduce en pérdidas financieras directas para el proveedor de energía. Este tipo de pérdidas es causado por factores externos (climatológicos o económicos) a los sistemas eléctricos, pero relativos a la gestión de las empresas de energía y factores institucionales del sector. Estas pérdidas pueden ser atribuidas a: robo, fraude, electricidad no contabilizada, problemas de gestión.

Desde la perspectiva de una empresa eléctrica, las pérdidas no-técnicas se denominan frecuentemente pérdidas comerciales, dado que la adecuada medición y facturación de la electricidad es parte integral de la gestión comercial. Es pertinente señalar, además, que las fuentes de pérdidas mencionadas evidencian el grado de imposibilidad de las empresas para medir la electricidad suministrada a los usuarios finales. Es decir, las empresas tienen que perder ingresos por el consumo de electricidad que no pueden identificar. Sin embargo, existen casos en los que el no-pago (electricidad facturada pero no pagada) se registra también como pérdida. Es decir, aunque el consumo se mide y se factura correctamente, se le considera como pérdida debido a la baja capacidad de cobro de la empresa⁵.

En la Figura 6, se ilustra como los usuarios alteran las conexiones en las líneas de baja tensión, para evitar que la energía sea registrada por el medidor con el fin de disminuir los registros de consumo.

Figura 6. Pérdidas No Técnicas en líneas de distribución.



FUENTE: Cartilla Técnica de la CREG⁶

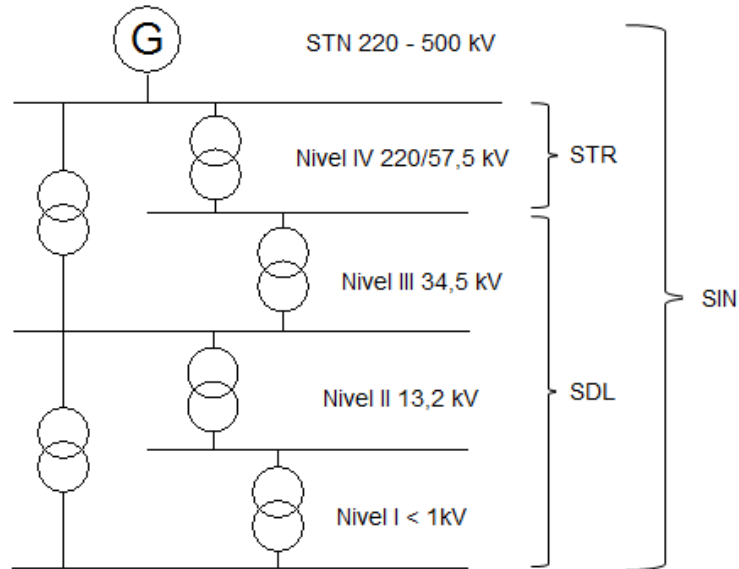
2.6 DIVISIÓN DEL SISTEMA

Para lograr simplificaciones en el manejo del sistema eléctrico en general y con el fin de encaminar los esfuerzos para controlar y reducir las pérdidas es conveniente dividirlo en subsistemas. La división del sistema eléctrico se debe realizar en concordancia a sus particularidades funcionales¹⁰.

En la Figura 7, se pueden observar los diferentes niveles de tensión a los cuales operan los sistemas que generan, transportan y distribuyen la energía, cada sistema cumple una función específica. La generación consiste en producir energía eléctrica a partir del sol, agua, aire o combustibles, mediante un proceso de transformación que se realiza en sitios denominados centrales hidráulicas, eólicas o térmicas, etc., de acuerdo con el recurso que se utilice para la generación de la energía. El transporte de la energía eléctrica se efectúa desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entrada a las regiones, ciudades o entrega a grandes consumidores), la distribución es el transporte de energía desde la entrada a los grandes centros de consumo hasta el punto de entrega en las instalaciones del consumidor final⁶.

¹⁰ Granada Paladines, Ronal Pavel. Reducción de pérdidas mediante reconfiguración de la red de distribución. Trabajo de grado Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia. Quito.: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica, 1998. 67 p.

Figura 7. División de los niveles de tensión.



Fuente: Actualización jurídica y regulatoria en los sectores de: Energía, Gas, TIC, Acueducto, Alcantarillado y Aseo (3-4, mayo: Cali, Colombia). Andesco, 2012.

En el Sistema de Transmisión Regional (STR), las empresas eléctricas por lo general cuentan con equipos de medida adecuados, los cuales proporcionan información operativa básica, que permite calcular sus pérdidas de energía.

Para el caso del Sistema de Distribución Local (SDL), se utiliza el sistema de Macromedición y una serie de procedimientos con el fin de obtener información para la estimación de las pérdidas.

2.7 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En Colombia la Energía Eléctrica se factura teniendo en cuenta la energía activa y la energía reactiva. De acuerdo al artículo 3 de la Resolución CREG 047 de 2004 el cual modifica el artículo 25 de la resolución CREG 108 de 1997, se determinó el control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica a los suscriptores o usuarios no residenciales, y de los usuarios residenciales conectados a un voltaje superior al Nivel de Tensión I, el cual debería ser igual o superior a 0.9 inductivo. La empresa de energía exigirá a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia

inductivo viole este límite, la instalación de equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva¹¹.

Para el registro de las dos clases de energía existen medidores ya sea de tipo electrónico o electromecánico, en ambos casos, el registro de la energía se basa en la integración de la potencia en el tiempo¹².

2.7.1 Tipos de Medición. De acuerdo con la capacidad instalada existen tres tipos de medición: Directa, Semidirecta e Indirecta.

Medición Directa: Es aquella en la cual se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida, en este caso la corriente de la carga pasa totalmente a través de sus bobinas¹².

Medición Semidirecta: Es aquella en la cual las señales de corriente se toman a través de transformadores de corriente y las señales de potencial se toman directamente de las líneas de alimentación a la carga¹².

Medición Indirecta: Es aquella cuyo medidor de energía no está conectado directamente a los conductores de acometida sino a bornes de equipos auxiliares de medición, tales como transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP). Por este motivo la corriente que pasa a través del medidor es proporcional a la corriente en la carga¹².

2.8 DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN

Se entiende por medición de un sistema eléctrico a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de

¹¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 108 (03, julio 1997). Por la cual se señalan criterios generales sobre la 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. Bogotá D.C.: El Ministerio, 1997. 36 p.

¹² Orjuela Porras, Hernando. Las pérdidas de energía, enfoque operativo. Bogotá D.C.: Carto print Ltda, 2008. 383 p. ISBN 978-958-44-3701-3.

corriente y potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión¹³.

2.8.1 Medidores. Un medidor de Energía Eléctrica es el conjunto de elementos electromecánicos o electrónicos que se utilizan para el registro del consumo de energía eléctrica, tanto activa como reactiva, y en algunos casos su demanda máxima. Existen varios tipos de medidores dependiendo de la construcción, tipo de energía que miden, clases de precisión y conexión a la red eléctrica (Ver Anexo A y Anexo B).

Medidor de inducción o Electromagnético: Es un medidor en el cual las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en el elemento móvil o disco, haciéndolo mover. El principio de funcionamiento es muy similar al de los motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corriente eléctrica con los campos magnéticos¹².

Medidores Estáticos o Electrónicos: Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los vatios-hora. Están contruidos con dispositivos electrónicos, generalmente son de mayor precisión que los electromagnéticos¹².

Medidores de Energía Activa: Miden el consumo de energía activa en kilovatios-hora (KW/h) ¹¹.

Medidores de Energía Reactiva: Miden el consumo de energía reactiva en kilovares-hora (KVAR/h) ¹¹.

Los medidores electrónicos integran estas dos clases de medida, es decir que miden tanto la energía activa como la energía reactiva¹¹.

2.8.2 Clases de Medidores. De acuerdo a la norma NTC 2288 y 2148, los medidores se dividen en las siguientes clases: 2, 1, 0.5, 0.2. Estos valores significan los límites de un error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la corriente máxima con un factor de potencia igual a 1¹¹.

¹³ Balcells, José María, *et al.* Eficiencia en el uso de la energía eléctrica. Barcelona.: Marcombo, S.A., 2011. 334 p.

Medidores Clase 2: Se incluye medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos para medir energía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas inferiores a 45 KVA¹¹.

Medidores Clase 1: Incluye los medidores trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores. Para cargas mayores a 45 KVA se exige que sean medidores electrónicos¹¹.

Medidores clase 0.5: Se utiliza para medir a grandes consumidores. Cuando el usuario es no regulado o la tarifa es horaria, el medidor debe tener un puerto de comunicación o modem para enviar la información a través de la línea telefónica¹¹.

Medidores clase 0.2: Se utilizan para medir la energía activa suministrada en bloque en punto de frontera con otras empresas electrificadoras o grandes consumidores alimentados a 115 kV¹¹.

2.9 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Como los niveles de tensión y corriente del sistema eléctrico son muy elevados, los instrumentos de medida no se pueden conectar en forma directa y lo hacen a través de transformadores de medida, cuya función es transformar altas corrientes y tensiones de forma proporcional y en fase a valores bajos de corriente o de tensión apropiados para fines de medición y protección. Es decir, que sirven para medir o registrar la potencia suministrada. A demás se encargan de aislar de forma eléctrica a los equipos de medida y protección conectados con las partes de la instalación que estén energizadas¹⁴.

2.9.1 Clasificación de transformadores de medida. Los transformadores de medida se clasifican en Transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC) ¹³.

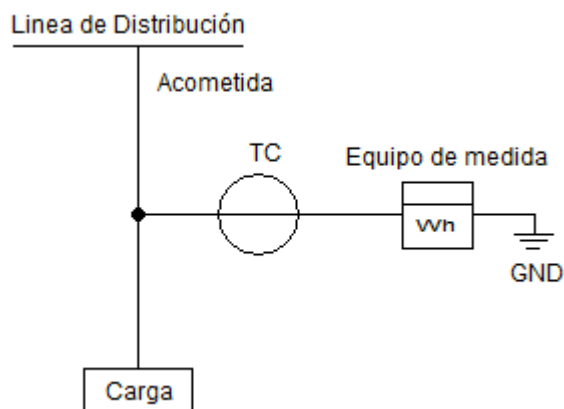
Transformadores de Corriente: Estos transformadores toman la corriente de la línea y la reducen a un nivel seguro y medible. La Figura 8 muestra el diagrama de conexión de un transformador de corriente, el cual consta de un devanado secundario enrollado alrededor de un anillo de material ferromagnético en que la

¹⁴ SIEMENS. Transformadores de protección y medida 4M: Equipos de media tensión. Berlín: SIEMENS; 2009.Catalogo HG 24 técnico.

línea a medir actúa como primario y atraviesa el centro del anillo. El anillo ferromagnético capta y concentra una pequeña muestra de flujo de la línea primaria. Este flujo induce un voltaje y una corriente en el devanado secundario.

Los valores nominales para los transformadores de corriente están dados como relaciones de la corriente primaria a la secundaria. Las relaciones típicas de un transformador de corriente 100:5, 300:5, 600:5 ó 1000:5. Una corriente de 5 A es estándar en el secundario de un transformador de corriente¹⁵.

Figura 8. Conexión de un transformador de corriente a un equipo de medida.

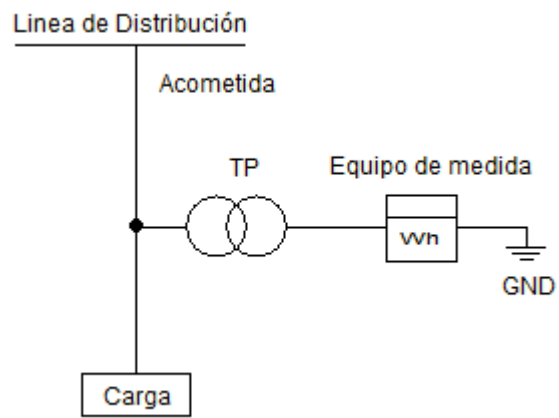


Fuente: Autor.

Transformadores de Potencial: Tienen devanados especiales: el primario para alto voltaje y el secundario para bajo voltaje. En la Figura 9 se muestra la conexión de este transformador a un equipo de medida, tiene muy baja capacidad de potencia y su único propósito es tomar el voltaje del sistema para mostrarlo a los instrumentos que lo monitorean. Dado este propósito, el transformador debe ser muy exacto para que no distorsione en forma apreciable los verdaderos valores de voltaje. Se pueden adquirir transformadores de varias clases de exactitud, dependiendo la aplicación¹⁵.

¹⁵ Chapman, Stephen J. Maquinas eléctricas. Traducido por Eduardo Rozo Castillo. 3 ed. Bogotá D.C.: Mc Graw Hill, 2000. 768 p.

Figura 9. Conexión de un transformador de potencial a un equipo de medida.



Fuente: Autor.

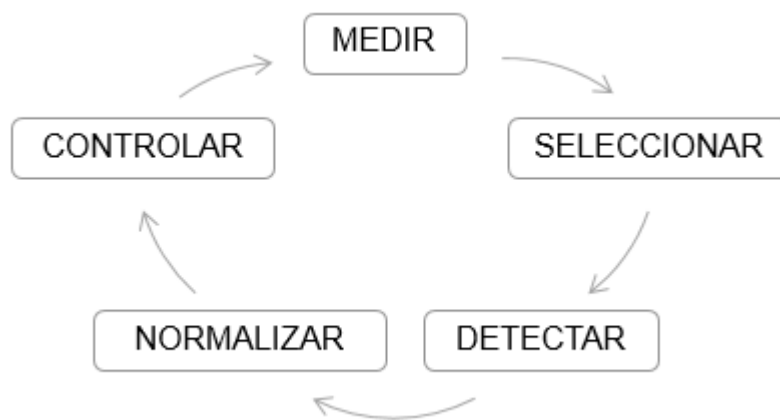
3 ENFOQUE Y PROCEDIMIENTO PARA LA DETECCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas y no técnicas representan la eficiencia y la calidad de la energía, es por esta razón que son estudiadas y evaluadas, siempre con el fin de optimizar el uso de este servicio. Actualmente la empresa EDEC S.A, prestadora de servicios en el sector energético, opera en los departamentos de Risaralda y Boyacá como proveedor de servicios en el sector de pérdidas en las empresas de energía de cada departamento, donde se encarga de focalizar, detectar y normalizar las pérdidas que se presentan.

3.1 FOCALIZACIÓN Y DIAGNOSTICO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Para la focalización y detección de las pérdidas se deben tener en cuenta los siguientes pasos: Medir, Seleccionar, Detectar, Normalizar y Controlar, los cuales se pueden observar en la Figura 10, cada una de estas etapas proporcionará información que será útil en el proceso.

Figura 10. Etapas en la focalización y detección de las pérdidas.



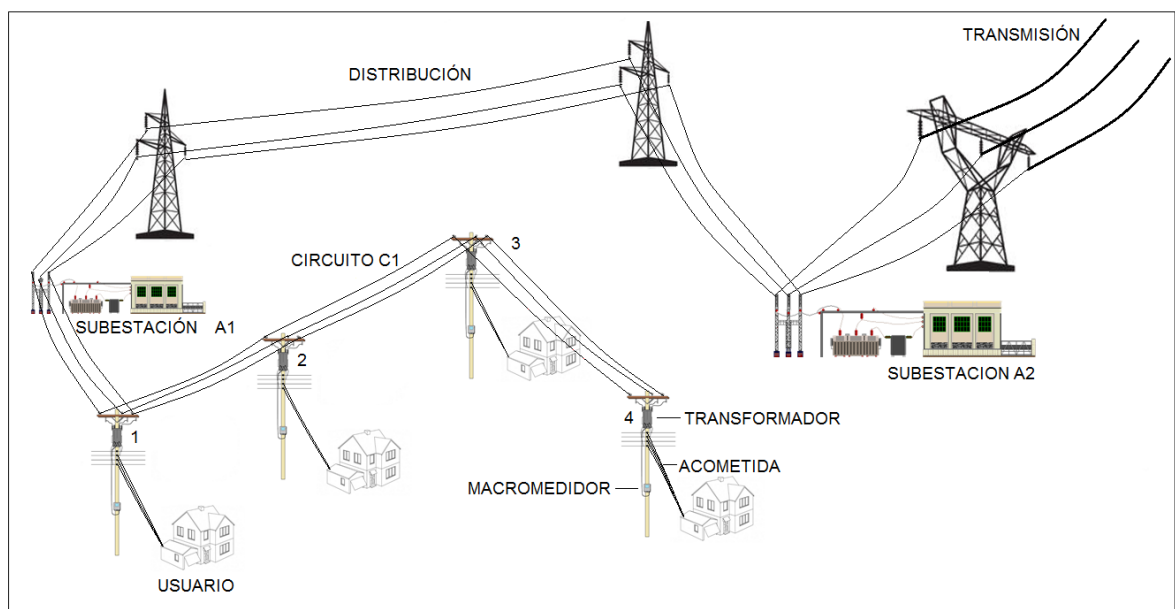
Fuente: Orjuela Porras, Hernando. Las pérdidas de energía, enfoque operativo¹².

Medir: En esta etapa se realiza la toma de lecturas de cada una de las subestaciones (fronteras) o puntos de entrada y salida de energía de las zonas (división del departamento por municipios) o de las regiones. En las fronteras se

encuentra un equipo de medida que registra la energía que entra o sale mensualmente de la región. Cada uno de los equipos instalados cuenta con sistema de telemetría que permite extraer datos de la energía de entrada y salida en periodos de 30 días.

Seleccionar: Una vez medida la energía de entrada a la zona, se analizan las pérdidas por subestación y se focalizan los circuitos que presenten mayor indicador de pérdida. Para seleccionar los circuitos se usa un equipo de medida denominado macromedidor, el cual registra la energía que sale del transformador de distribución. Cada subestación alimenta un número determinado de circuitos, donde cada uno de estos tiene asociados un número de transformadores de distribución, a los cuales se encuentran conectados varios usuarios. Como ejemplo, en la Figura 11 se ilustra que la subestación (A1) alimenta el circuito (C1) que tiene asociados 4 transformadores a los cuales se conectan varios usuarios.

Figura 11. Esquemático para la organización de subestaciones y circuitos dentro del sistema eléctrico



Fuente: Autor.

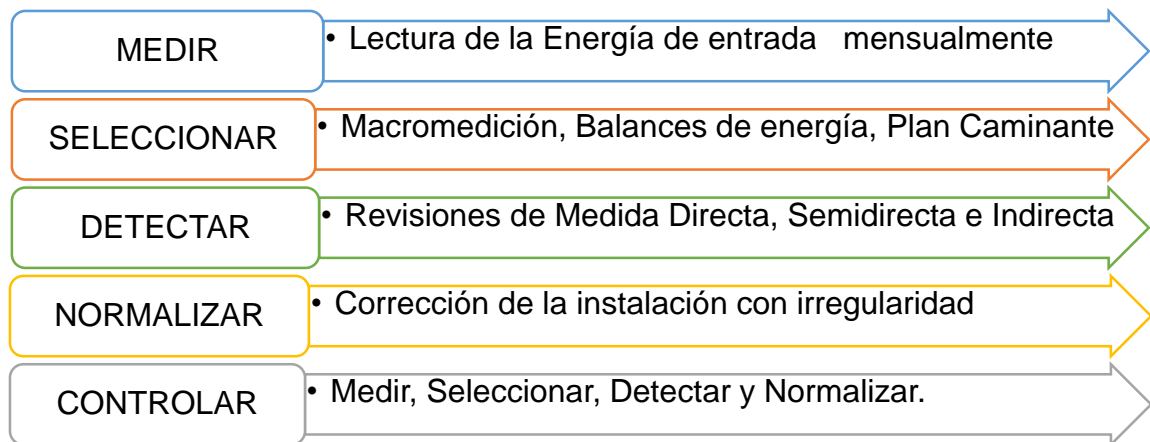
Detectar: Una vez identificados los transformadores, se genera una orden de trabajo con revisiones integrales focalizadas que son ejecutadas por el personal operativo de EDEC S.A, donde verifican si el usuario o suscriptor está dejando de facturar energía por una posible anomalía o irregularidad.

Normalizar: Una vez detectadas las pérdidas, se efectúan las respectivas correcciones en las irregularidades y/o anomalías encontradas en el inmueble. Seguido de esto se genera un informe donde se consigna que adecuaciones y mejoras en las instalaciones eléctricas requiere el inmueble.

Controlar: Una vez el indicador de pérdidas (IP) ha llegado a niveles bajos se debe controlar, esto mediante monitoreo continuo del sistema, para de esta manera dar órdenes efectivas en las revisiones que se efectúan en terreno. Con esto se garantiza un seguimiento a zonas denominadas críticas en las pérdidas de la energía.

Las etapas anteriormente descritas están incluidas en cada uno de los procedimientos que utiliza la empresa EDEC S.A en la detección de las pérdidas no técnicas. Dentro de los procedimientos se tienen: Macromedición, revisiones en medida directa (MD), semidirecta (MSD) e indirecta (MID). En la Figura 12, se presentan los procedimientos que son usados en cada una de las etapas de detección y focalización de pérdidas.

Figura 12. Procedimientos usados en las etapas de focalización y detección de pérdidas.



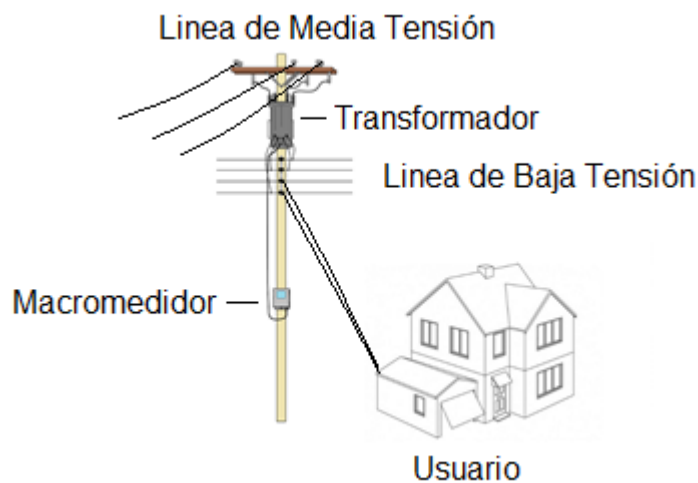
3.2 MACROMEDICIÓN

La Macromedición consiste en instalar un equipo clase 0.5 de medida semidirecta o indirecta en cada transformador de distribución, este macromedidor mide la energía de salida del transformador al cual están conectados varios usuarios, también son vinculadas las cargas externas como: alumbrado público, semáforos,

amplificadores de Tv, entre otras. Teniendo lo anterior se pueden realizar comparaciones mensuales contra los consumos asociados.

En la Figura 13, se observa el macromedidor conectado al transformador que se encarga de reducir el nivel de media tensión (13.2 kV) a baja tensión (440-120 V). Para poder realizar el registro de la energía es necesario usar transformadores de corriente, los cuales se conectan a las salidas del transformador de distribución, de esta manera el macromedidor puede registrar la energía de salida de este centro de carga.

Figura 13. Uso del macromedidor en líneas de baja tensión



Fuente: Autor.

3.2.1 Balance De Energía. Teniendo los transformadores con macromedidor instalado se toma la lectura del mismo, con lo cual se procede a identificar el porcentaje de pérdidas que presenta cada uno; estas son calculadas teniendo en cuenta la energía de entrada a la zona y el reporte de facturación mensual el cual se observa en sistema, además se verifica la capacidad y la cantidad de usuarios que tiene conectados este centro de carga. Para un transformador que tiene un índice superior al 10% de las pérdidas del sector, se le hace un seguimiento donde se verifica la zona y el estado de facturación, luego se realiza un análisis preliminar donde se identifica si es una pérdida efectiva, en caso de ser así, se procede a generar una orden de revisiones a los usuarios que presentan variaciones significativas en el consumo.

3.2.2 Plan Caminante. Esta campaña es realizada por personal operativo de la empresa EDEC S.A, los cuales recorren los diferentes circuitos que presentan altos índices de pérdidas, donde verifican los transformadores de distribución de cada circuito. Esta verificación consiste en corroborar los usuarios que se encuentran conectados o vinculados a cada transformador que pertenece al circuito, de igual forma, realizan una inspección visual a los inmuebles con el fin de encontrar irregularidades y/o anomalías que puedan justificar el alto índice de pérdidas en el sector.

En cada revisión de los transformadores de distribución se hace el respectivo diligenciamiento de un formato donde deben consignar algunos datos como:

- Número de macromedidor.
- Verificación de conexiones, estado del macromedidor.
- Número del transformador.
- Capacidad del transformador en kVA.
- Total de usuarios amarrados con cuenta.
- Cargas externas del sector: Alumbrado público (AP), semáforos, cámaras, amplificadores de Tv, entre otras.
- Detección de irregularidades y/o anomalías.

Esos datos serán revisados por los analistas de macromedición para programar las revisiones, todo dependiendo de los datos y observaciones realizadas por el caminante, donde se tendrán en cuenta las cargas externas que estén presentes en el sector que no están pasando por un equipo de medida.

En caso de que el número de usuarios conectados al centro de carga sea superior al que se encuentra en el sistema, el grupo operativo realizará las respectivas vinculaciones de los usuarios que no se encuentren. Esta labor es de gran soporte en las zonas donde no se cuenta con macromedición, ya que permitirá efectuar los balances de energía de cada uno de los sectores.

3.3 PROCEDIMIENTOS EN LA DETECCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA PEREIRA DEL DEPARTAMENTO DE RISARALDA

El departamento de Risaralda solo tiene una zona de operación en el sector de pérdidas de energía, esta es la zona Pereira. A continuación se presentan los procedimientos empleados por la empresa EDEC S.A en la zona Pereira.

3.3.1 Procedimiento De Macromedición. En este procedimiento se tienen en cuenta las etapas de Medir y Seleccionar. Es en estas etapas donde se generan las órdenes de revisiones a cada transformador que presente un Índice de Pérdida (IP) superior al 10%.

En la Figura 14 se representa la secuencia de pasos que se tienen en cuenta en el procedimiento de macromedición, donde se detectan los transformadores con IP alto, estos son verificados por del plan caminante el equipo de medida instalado y los diferentes usuarios que se encuentren conectados a ese centro de carga. Las revisiones generadas son ejecutadas por el personal operativo de la empresa EDEC S.A., en cada una de las revisiones: Medida Directa, Semidirecta e Indirecta.

Figura 14. Procedimiento de Macromedición en la detección de pérdidas

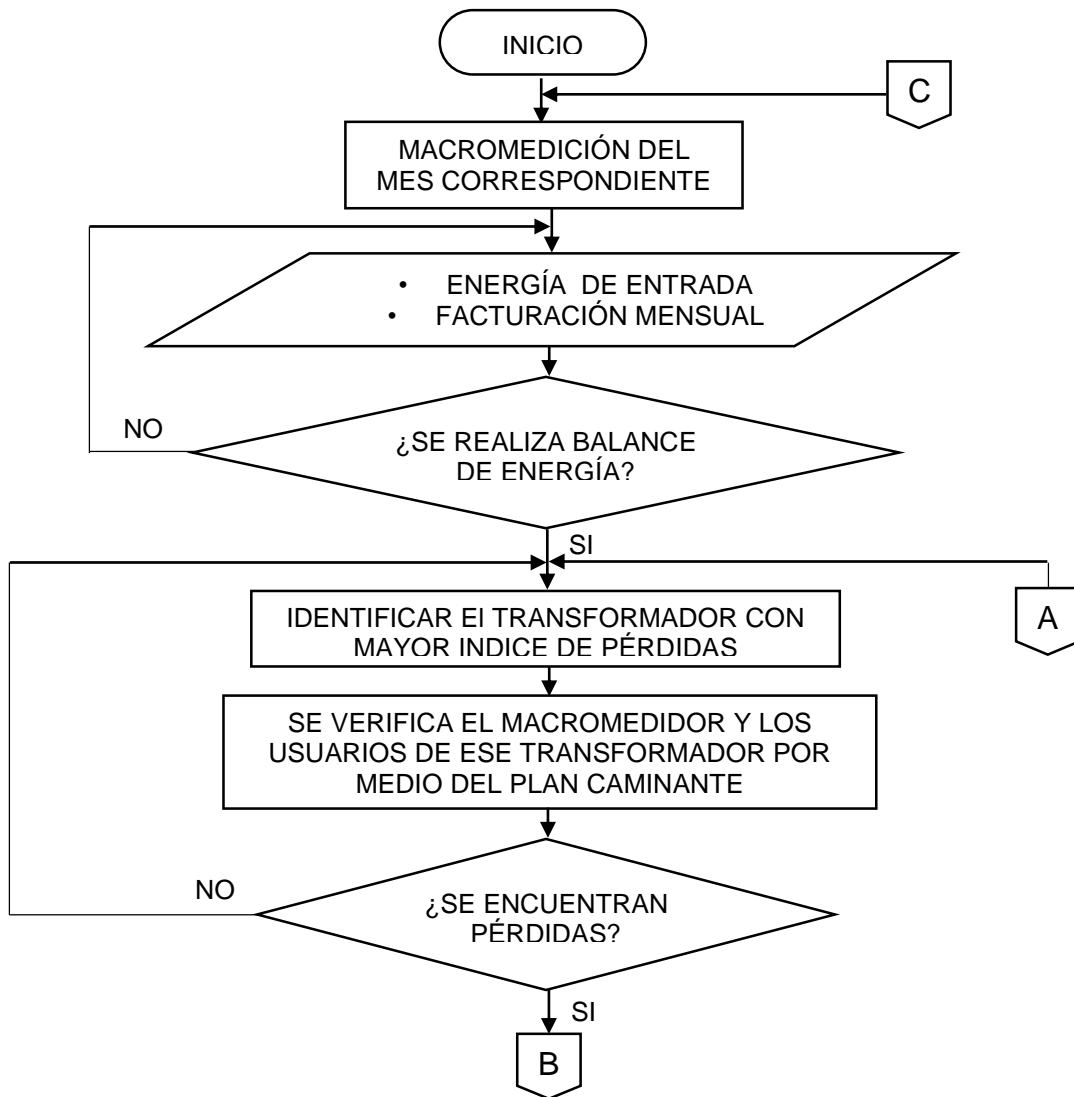
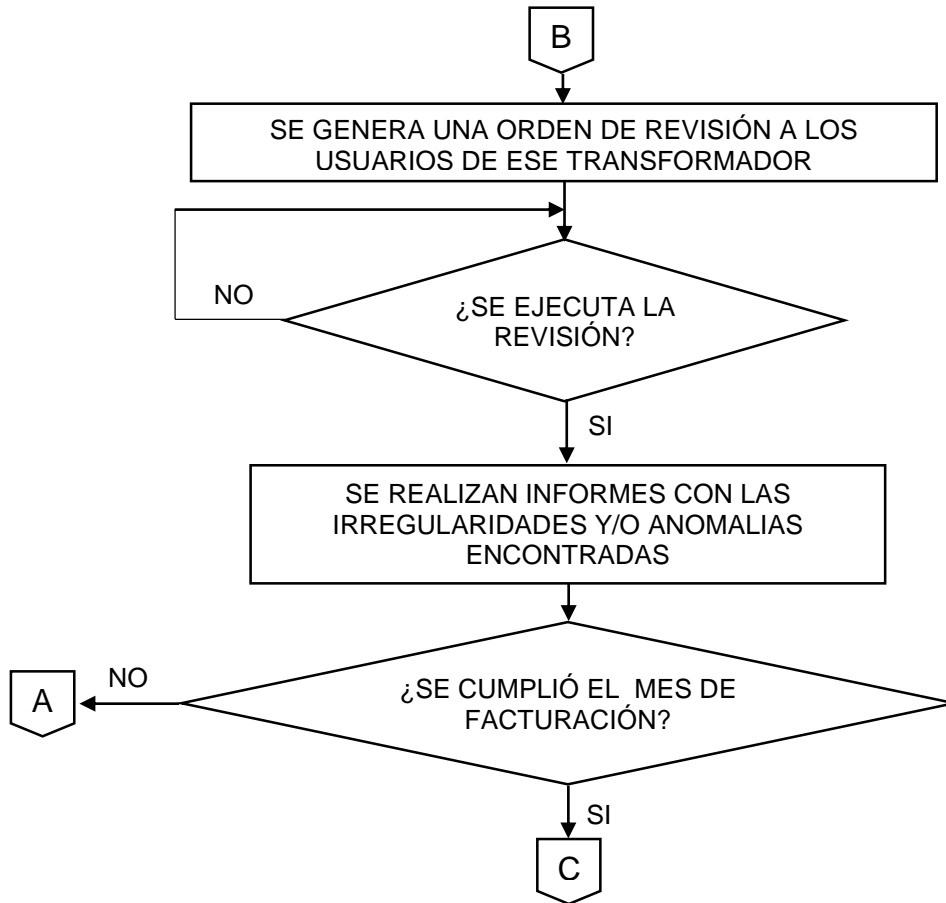


Figura 14. (Continuación)



3.3.2 Procedimiento en revisiones de medida directa. La detección de las pérdidas no técnicas en revisiones de medida directa se realizan en el nivel de tensión I (0 - 1 kV), las revisiones se efectúan en líneas de baja tensión a la cual se encuentran conectados usuarios residenciales. En cada inmueble se realizan inspecciones visuales a la instalación eléctrica de la acometida y a las conexiones del equipo de medida que se encuentra instalados.

En la Figura 15 se observan los pasos que se tienen en cuenta para una revisión integral a los usuarios de medida directa. Para efectuar estas revisiones se usa un equipo patrón portátil (PAT-109) el cual fue desarrollado por el departamento de investigación de la empresa EDEC S.A, este dispositivo permite medir tensiones y corrientes con el fin de calcular la energía consumida por el inmueble. El uso de este patrón portátil permite mayor agilidad en cada una de las revisiones y pruebas que se les realizan a los equipos de medida (Medidores) de los usuarios residenciales.

Figura 15. Procedimiento en revisiones de medida directa

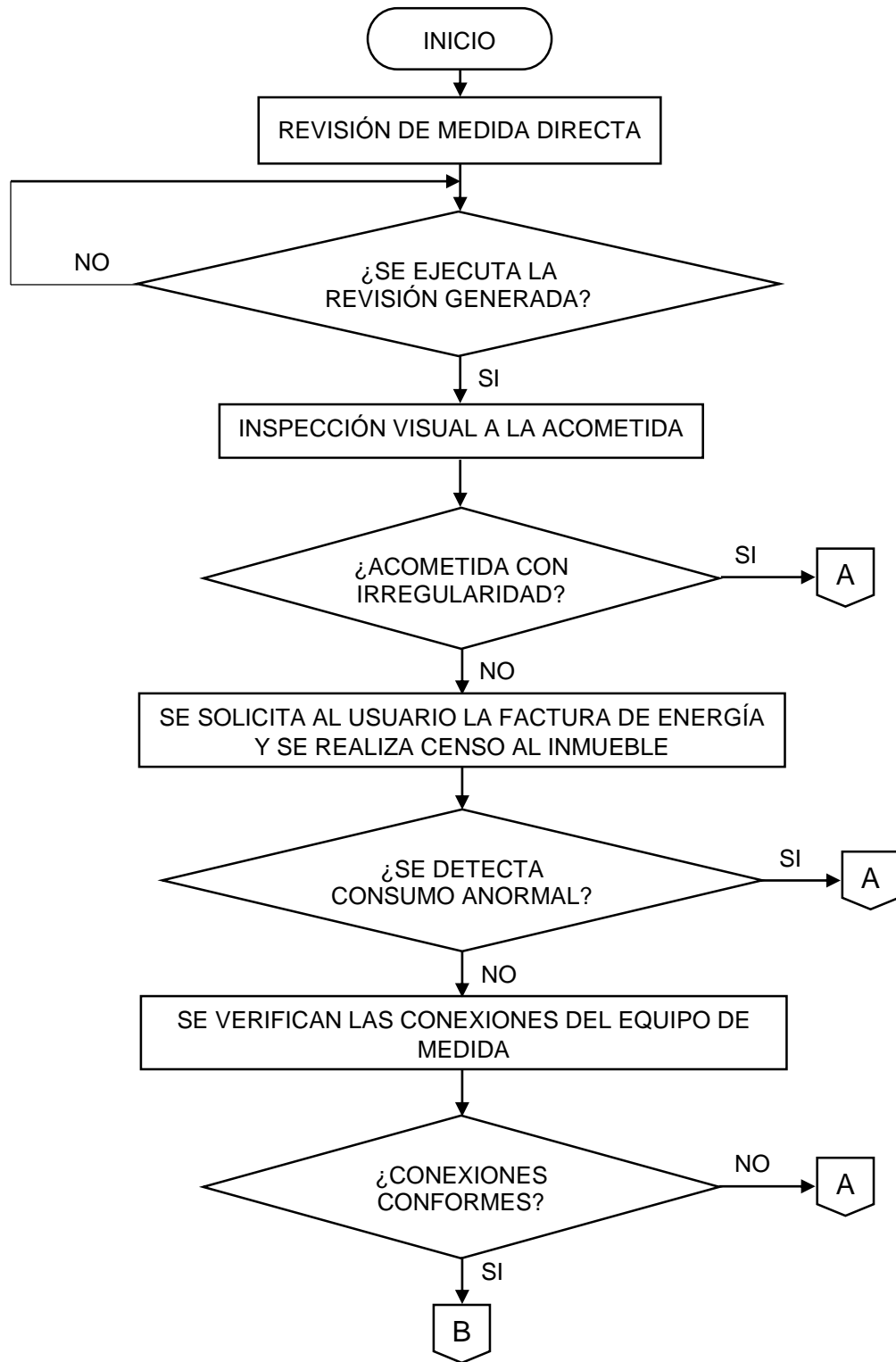
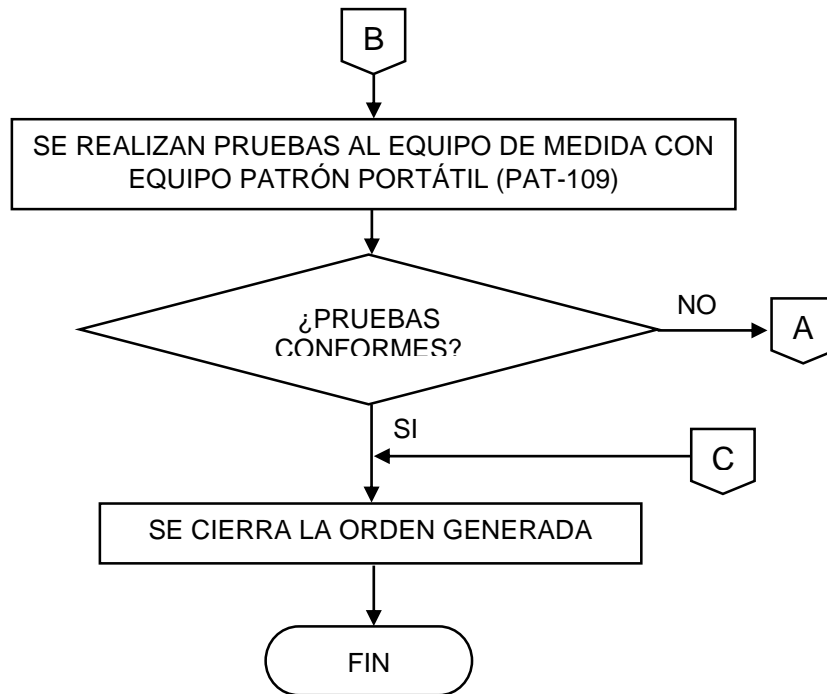
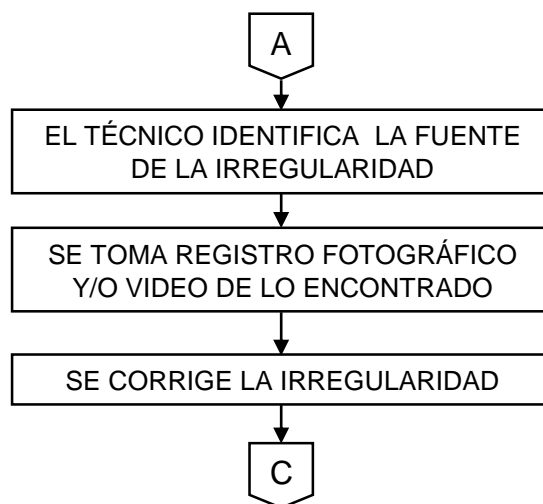


Figura 15. (Continuación)



En caso de que el grupo operativo de la empresa EDEC S.A detecte una irregularidad y/o anomalía en las instalaciones o que el equipo de medida no cumpla alguna de las pruebas realizadas, se deben ejecutar los pasos que se indican en la Figura 16. El grupo operativo está encargado de la detección y corrección de las anomalías y/o irregularidades que se encuentren en cada uno de los inmuebles visitados.

Figura 16. Irregularidad detectada.



3.3.3 Procedimiento en revisiones de medidas semidirecta e indirecta. Estas revisiones se realizan en usuarios que se encuentran conectados a un nivel de tensión II (34.5 kV – 13.2 kV) o red de media tensión, que son usuarios industriales y comerciales que utilizan equipos de medida clase 0.5 para el registro de la energía activa y reactiva, transformadores de corriente y transformadores de potencial que facilitan estos registros.

En la Figura 17 se pueden observar los diferentes pasos que son usados en las revisiones de medida semidirecta e indirecta. Los usuarios de medida semidirecta utilizan transformadores de corriente (TC's) antes del equipo de medida (Medidor) que registra la energía activa y reactiva, mientras que los de medida indirecta utilizan transformadores de corriente y de potencial (TP's) debido a los altos niveles de voltaje y corriente que se presentan en el sistema.

Figura 17. Procedimientos en revisiones de medida semidirecta e indirecta

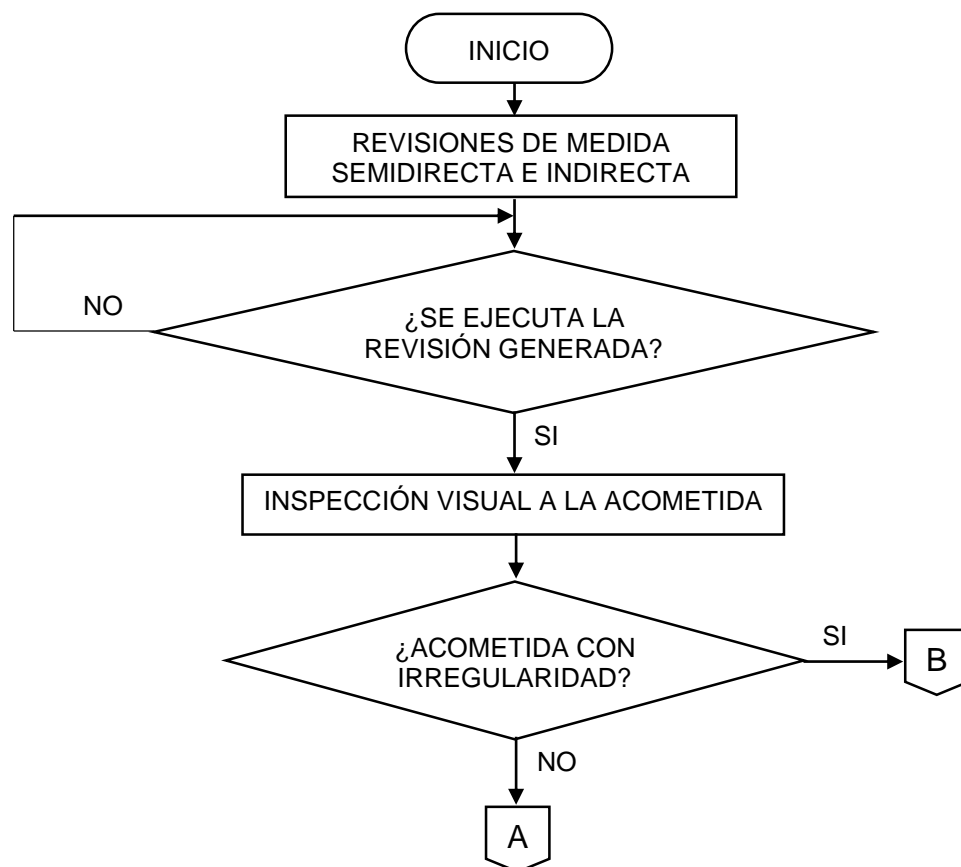
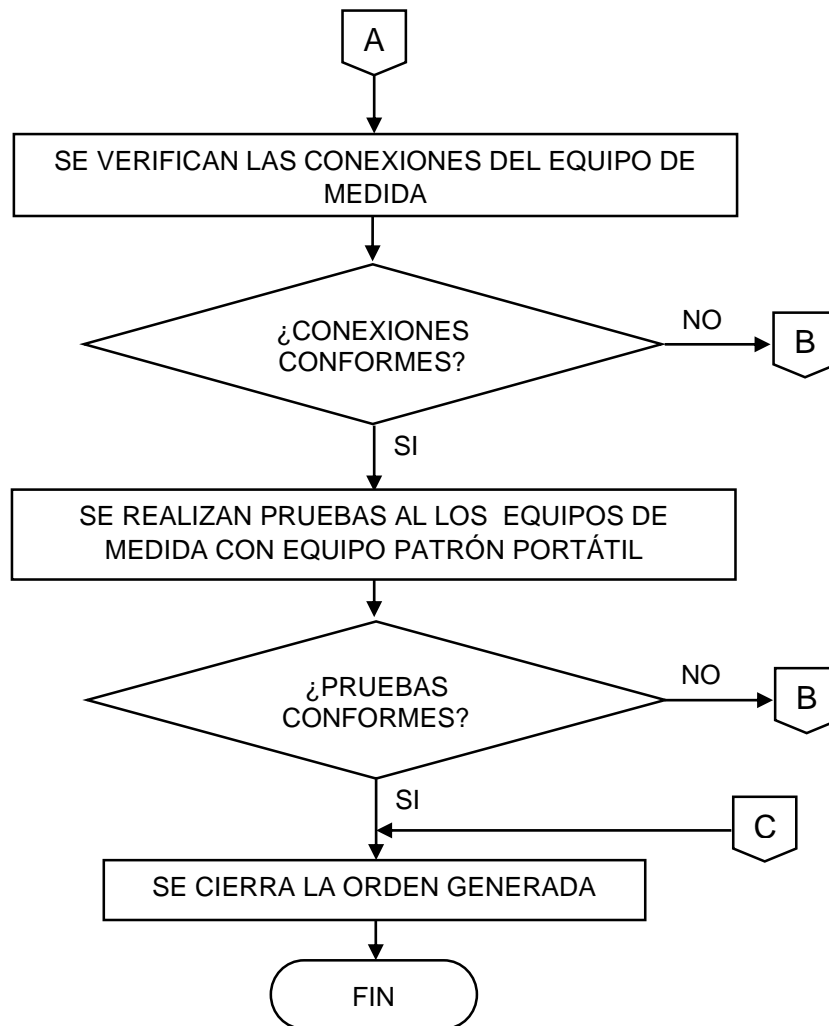
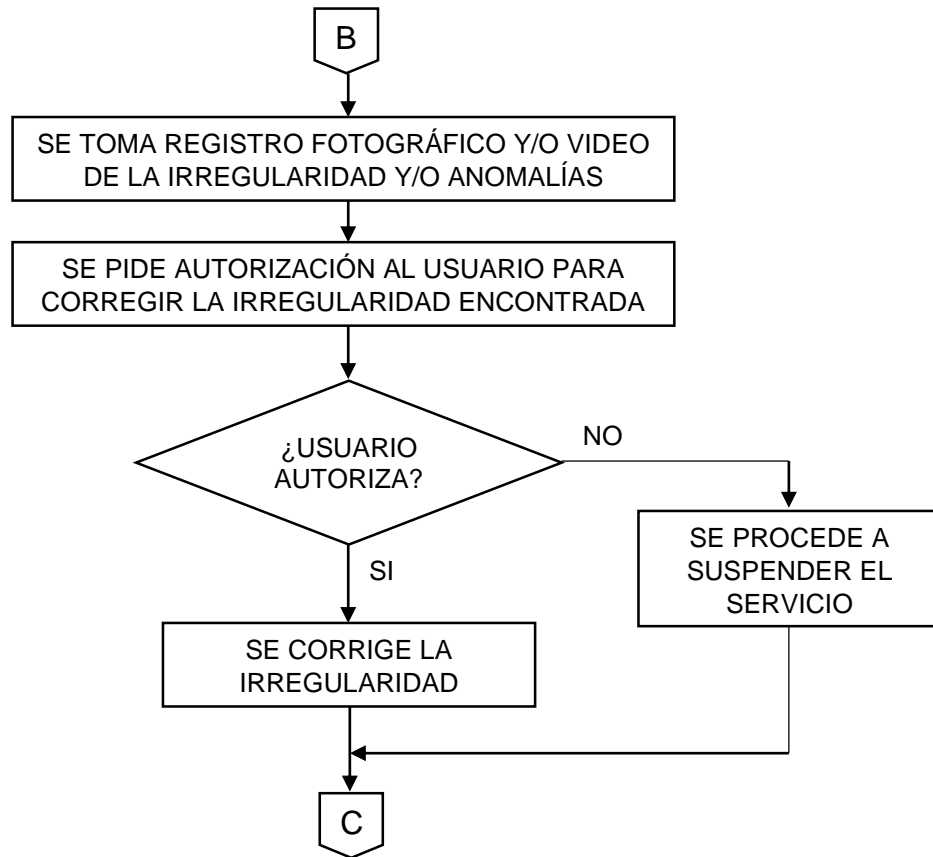


Figura 17. (Continuación)



En caso de encontrar alguna irregularidad y/o anomalía el grupo operativo de la empresa EDEC S.A debe tomar registro fotográfico y/o de video de la irregularidad. Para este caso deberá tener en cuenta los pasos que se indican en la Figura 17. Se tendrá en cuenta la decisión del usuario frente a la corrección de la irregularidad. En caso de que se niegue a que esta sea corregida el grupo operativo procederá a la suspensión del servicio.

Figura 17. (Continuación)



3.4 RELACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS EN EL DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA PEREIRA Y LA ZONA CENTRO DEL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ

Para conocer la relación de cada uno de los procedimientos que son tenidos en cuenta en el diagnóstico de pérdidas no técnicas en la zona Pereira del departamento de Risaralda, con los que actualmente son usados en la zona centro del departamento de Boyacá (la distribución de zonas del departamento de Boyacá se explican en la sección 4.1), se recopilan los procedimientos de estas zonas que actualmente utilizaba la Empresa EDEC S.A, donde se encuentra que la zona centro del departamento de Boyacá no contaba con procedimientos estándar en cada una de las revisiones realizadas por el personal operativo de la empresa. Debido a esto se diseña un formato que permite conocer que procedimientos usados en la zona de Pereira se ajustan a las necesidades de la zona centro. Este formato fue diligenciado en cada una de las salidas realizadas a terreno con el personal operativo, donde se realizó una supervisión de los procedimientos

utilizados por el personal en cada una de las actividades ejecutadas, como se puede observar en la Figura 18.

Figura 18. Diligenciamiento del formato en terreno.



En la Tabla 1 se observa cada uno de los pasos que son tenidos en cuenta en el departamento de Risaralda para realizar el procedimiento de macromedición, los cuales se almacenan en el formato presentado en la Tabla 1, para de esta manera diligenciar si estos mismos pasos aplican en el departamento de Boyacá (zona centro).

Tabla 1. Relación procedimientos de macromedición.

INSTRUCTIVO CAMINANTES - MACROMEDICIÓN	APLICA		OBSERVACIONES
	SI	NO	
CORRER MASIVAMENTE LOS BALANCES DE LOS MACROMEDIDORES			
Los analistas de Macromedición corren los balances de energía en todos los macromedidores, en la base de datos donde se calculan las compras, ventas, alumbrado público, pérdidas en energía y porcentaje de pérdidas.	X		
SELECCIÓN DE MACROMEDIDORES SUSCEPTIBLES A CAMINAR - INTERVENIR			

Tabla 1. (Continuación)

Una vez ordenada la lista total de macros con base en los indicadores anteriormente definidos, se procede a calcular la cantidad de macros a programar, realizando el respectivo cronograma. Se envía el cronograma al coordinador de Macromedición quien revisa el cronograma y realiza sus observaciones y/o comentarios.	X		
ACTUACIÓN EN TERRENO: PRE – INTERVENCIÓN (CAMINANTES)			
Una vez entregado el formato al caminante este se desplazará al sitio donde realizará las siguientes labores:			
Los caminantes deberán recorrer el circuito correspondiente a la zona de actuación, partiendo desde la ubicación del transformador, hasta la cola de dicho circuito (Aguas Abajo), verificando en terreno y basándose en los entregados planos.	X		
Se debe constatar datos técnicos tales como:			
Transformador: número de placa de transformador, capacidad en kVA.	X		
Transformadores de corriente: capacidad teniendo en cuenta código de colores, tipo de conexión.	X		
Macromedidor: número de serie, lectura.	X		
Tipo de red: Abierta, trenzada, de igual manera si la red es aérea o subterránea.	X		
Anomalías:			
Medidor hallado en terreno y no encontrado en listado.	X		
Medidor en listado y no hallado en terreno.	X		
Medidor en listado con número diferente al hallado en terreno.	X		
Cliente con dirección errada según listado.	X		
Nodo diferente Terreno vs Listado	X		
Irregularidades en conexión y/o equipo de Medida, etc. En el momento que se detecte una inminente irregularidad se deberá informar al coordinador de Medida Directa o Especial según el caso son quienes realizarán los correctivos necesarios.	X		

Tabla 1. (Continuación).

El caminante deberá hacer la verificación de las conexiones de los usuarios con el que se está calculado el balance.	X		
Se revisará el aforo de cargas anexas (AP, Internet, semáforos, Amplificadores de TV cable, provisionales, cámaras de seguridad).	X		
Identificación de medidores internos (utilizado para la priorización de las revisiones a realizar).	X		
Identificación de clientes con cargas altas (aparte de los que ya aparecen en formato que se entrega).	X		
Identificación de clientes comerciales, Industriales y Residenciales con alto consumo.	X		
En caso de encontrar irregularidad eminente tal como líneas directas, acometidas intervenidas, el caminante dejará registro fotográfico con el periódico del día donde se registre la fecha y la irregularidad e informará dependiendo la anomalía al coordinador de Macromedición quien a su vez informará al coordinador de Medida directa quien enviará una pareja rueda libre y levantará el acta respectiva.	X		
El coordinador de Macromedición, hará un muestreo de la información reportada por el caminante.	X		
El coordinador y los analistas de Macromedición con base en la caracterización realizada por el caminante la revisarán y completarán con base en su propia experiencia, y ellos quedan con la responsabilidad de que ésta sea lo más completa posible; pues con base en esta caracterización se elaborará la estrategia de cómo llegar a intervenir cada macro.	X		

Como se pudo observar en la Tabla 1 el procedimiento de macromedición que se realiza en el departamento de Risaralda se ajusta a las necesidades de la zona centro del departamento de Boyacá, esto debido a las herramientas que utilizan dentro del procedimiento como son: el macromedidor, los balances de energía y el plan caminante.

En la Tabla 2 se observan cada uno de los pasos y situaciones que son estudiados en la detección de pérdidas no técnicas en las revisiones de medida directa en el

departamento de Risaralda y si estos aplican en la zona centro del departamento de Boyacá.

Tabla 2. Relación procedimiento de medida directa

PROCEDIMIENTOS MEDIDA DIRECTA	APLICA		OBSERVACIONES
	SI	NO	
REVISIÓN INTEGRAL			
El personal operativo debe identificarse, portando el carnet de forma visible, se debe saludar de manera cordial y solicitar la presencia de una persona mayor de edad, quien pueda dar la debida autorización.	X		
El técnico y auxiliar deben hacer el uso adecuado de los Elementos de protección personal y se procede a realizar la demarcación de la zona de trabajo.	X		
Se realiza inspección visual de la acometida, donde se verifica que no se encuentre derivada, de igual forma si el servicio es prestado por una red de distribución subterránea (cárcamo) se deben revisar las conexiones.	X		NO SE REALIZA TRABAJO EN CÁRCAMOS.
Se solicita el recibo de energía al usuario y se ejecuta el censo de carga visual el cual se realiza identificando cada uno de los aparatos eléctricos encontrados en el predio y verificando el consumo en KWh de cada uno de ellos.	X		FACTOR DE UTILIZACIÓN DIFERENTE.
Se verifican las conexiones del equipo de medida, con lo cual se identifican si están invertidas, mal conectadas o manipuladas.	X		
Se verifican el estado de los sellos de condenación, se verifica que no hayan sido manipulados o retirados.	X		
Se realizan pruebas al equipo de medida con equipo patrón portátil (PAT - 109).		X	NO SE USA PATRÓN PORTÁTIL.
En seguida se efectúa la prueba de integración en el equipo de medida, donde se verifica que este registrando de manera adecuada la energía consumida en el predio.	X		
Se informa al usuario los resultados de la pruebas, y se le da a conocer las razones por la cuales se realizaron.	X		
Si existen irregularidades, se debe identificar qué es lo que está alimentando el servicio directo, se procede a realizar el censo de lo medido y del servicio directo, se toman fotografías como evidencia, si es necesario se deben grabar videos.	X		

Tabla 2. (Continuación)

Si es necesario y el usuario permite el ingreso a la vivienda, no lo haga solo, siempre este en compañía del usuario, se identifica la caja de breakers y se ubican en posición "OFF", se comprueba si hay señal de energía mediante la conexión fase-neutro; además se debe determinar en la caja de los breakers posibles derivaciones fuera de medida.	X		
Si el usuario no permite el ingreso a la vivienda, se debe solicitar al mismo bajar los breakers (posición OFF), e iniciar la conexión de la resistencia en la salida de la carga del medidor, activar la resistencia en las posiciones de alta y baja, anotar los datos obtenidos por el patrón.	X		SOLO SE UTILIZA LA RESISTENCIA, LOS CÁLCULOS DE LA PRUEBA LOS REALIZA EL AUXILIAR.
Realizada la revisión se procede a explicar al usuario los resultados de la misma para así ejecutar las correcciones y cambio de medida necesarios. Si no existe irregularidad y todo se encuentra normal se conecta el medidor nuevamente verificando el voltaje.	X		
Si el usuario no permite realizar las correcciones, se informa y solicita autorización a la empresa de Energía. La empresa puede otorgar un plazo máximo de 5 días al usuario, no permita realizar la corrección se procede a solicitar proceso de suspensión al cliente.		X	CONDICIONES CONTRACTUALES DIFERENTES.
Se procede a dejar limpia la zona de trabajo.	X		

Una vez realizada la relación de los procedimientos de medida directa se identifican diferencias tanto en los equipos usados como el PAT-109 que no se usa en la zona centro debido a que se encuentra en proceso de patente y certificación, y las condiciones contractuales a la hora de tratar una anomalía y/o irregularidad. Estas diferencias contractuales se dan debido a los distintos manejos administrativos que tiene la empresa de energía de Pereira y la del departamento de Boyacá.

En la Tabla 3 se observan los pasos tenidos en cuenta en las revisiones de medida semidirecta e indirecta que son usados en el departamento de Risaralda.

Tabla 3. Relación procedimientos de medida semidirecta e indirecta

ACTIVIDAD	APLICA		OBSERVACIONES
	SI	NO	
PROCEDIMIENTOS MEDIDA ESPECIAL			
EN TERRENO			
El grupo de trabajo debe portar el carnet que los acredita como técnico de la empresa EDEC S.A., e identificarse ante el usuario. Solicite autorización de manera muy cordial y explique al usuario la ejecución de la revisión al suministro de Energía Eléctrica.	X		
Realice inspección visual al predio y suministro de energía, identifique el estado de las conexiones de los TC's y TP's para medida indirecta y para medida semidirecta únicamente los TC's.	X		
Porte los elementos de protección personal y proceda a realizar la demarcación d la zona de trabajo, utilice cinta y conos de señalización reflectiva necesaria.	X		
Si se requiere realizar trabajo en alturas, se debe diligenciar el formato de permiso de trabajo integral eléctrico y en alturas.	X		
Compruebe el estado de sellos de seguridad o precintos de seguridad Roto-Serial tanto de la tapa principal como de la de bornera. Si existe duda verifique que los sellos instalados de la tapa principal corresponden a los sellos instalados en sistema.	X		
Verifique las conexiones del medidor y del bloque de prueba, para detectar irregularidades. Verifique si los tornillos de fijación de tapa principal están maltratados o con signos de manipulación.	X		
Monte equipo patrón, para efectuar prueba de integración del medidor, visualizando datos como potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, voltajes de fase, voltajes de línea, corrientes y diagrama fasorial.	X		
Realice pruebas de rateo, mida la corriente por alta y por baja para verificar que los TC's estén bien calculados. De a conocer al usuario el significado de esta prueba.	X		
Si existe irregularidad, identifique tipo de irregularidad, tome fotografías como evidencia, si es necesario grabe videos. Esto debe realizarse en presencia del usuario los resultados de la actividad ejecutada, las correcciones y cambio de medida necesarios.	X		

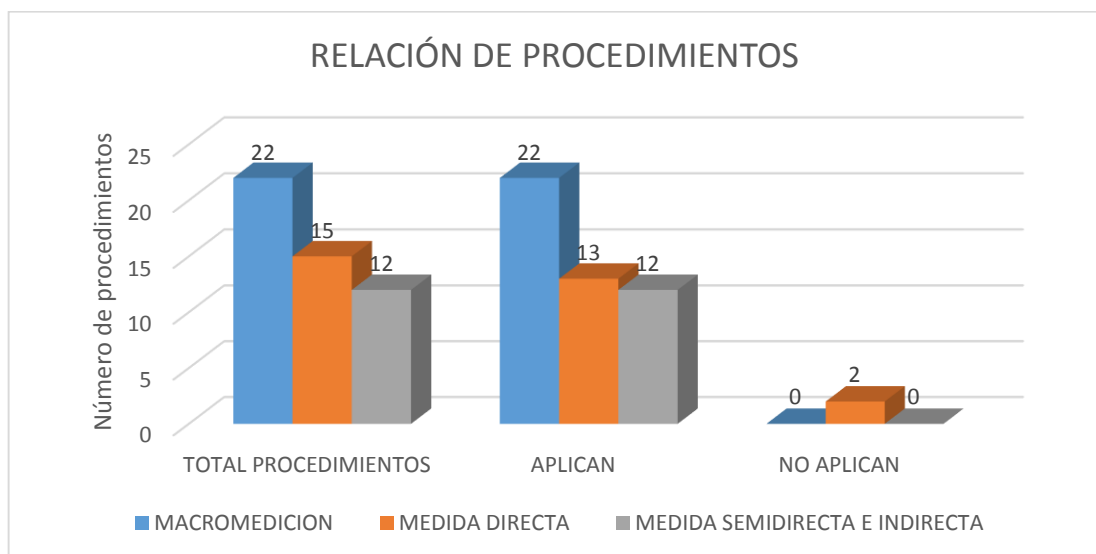
Tabla 3. (Continuación)

Si no existe irregularidad proceda a sellar bornera, bloque de prueba, armario, e instale Sticker.	X		
Deje limpia la zona de trabajo.	X		
En caso de que haya irregularidades y el usuario no autoriza realizar las correcciones, informe y solicite autorización a la empresa de energía y proceda a suspender el servicio.	X		

Como se pudo observar, los procedimientos de revisiones en medida semidirecta e indirecta, son los mismos, debido a los estándares de seguridad y equipos que se utilizan en las revisiones previamente mencionadas.

En la Figura 19 se observan el total de procedimientos usados en el departamento de Risaralda en: macromedición, revisiones de medida directa y en revisiones de medida semidirecta e indirecta. También se observa la cantidad de cada uno de estos procedimientos que aplican y no aplican en el departamento de Boyacá.

Figura 19. Relación de procedimientos.



Fuente: Autor.

Una vez examinados los procedimientos ejecutados en la zona Pereira, se observa que los procedimientos de macromedición y medida semidirecta e indirecta se ajustan a los usados en la zona centro del departamento de Boyacá, mientras que los procedimientos de medida directa cambian debido al uso del equipo con el cual

se realizan estas revisiones. Actualmente la empresa EDEC S.A en la zona centro no cuenta con procedimientos codificados e incluidos dentro del sistema de gestión de calidad, donde se encuentren los pasos que se tienen en cuenta en cada una de las revisiones realizadas.

Por condiciones contractuales entre la empresa de energía del departamento de Boyacá y la empresa EDEC S.A, se debe contar con procedimientos propios ajustados a las labores realizadas por el personal operativo. Los formatos mostrados en las tablas (Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3) no se encuentran codificados por el sistema de calidad que maneja EDEC S.A, puesto que, son propuestos por el autor de este trabajo.

4 AJUSTE DE LOS PROCEDIMIENTOS EN EL DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ (ZONA CENTRO)

Debido a las condiciones contractuales entre la empresa de energía del departamento de Boyacá y la empresa EDEC S.A, se realiza un ajuste en los procedimientos de revisiones de medida directa, semidirecta e indirecta. Estos ajustes son realizados por el autor de este trabajo, teniendo en cuenta las labores ejecutadas por el personal operativo de EDEC S.A.

4.1 OPERACIÓN DE EDEC S.A EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ

Actualmente el departamento de Boyacá por su gran extensión territorial y número de municipios fue dividido por zonas de operación, en donde dos empresas adelantan trabajos de recuperación de pérdidas de energía para la Empresa de Energía de Boyacá, una de ellas EDEC S.A. En el Anexo C se observa la división del departamento de Boyacá en zonas de operación. Actualmente la empresa EDEC S.A opera en las zonas de Puerto Boyacá, Occidente, Ricaurte, Centro y Oriente. Cada una de estas comprende un número de municipios específicos que son revisados por los grupos operativos de cada zona.

4.2 PROCEDIMIENTOS ZONA CENTRO

Los procedimientos que actualmente son usados por EDEC S.A en la zona centro del departamento son los mismos que se usan en la zona Pereira: Macromedición, Revisiones en medida directa, semidirecta e indirecta en donde se utilizan las etapas de focalización y detección de pérdidas las cuales se nombraron en la (sección 3.1).

4.2.1 Procedimiento de macromedición. Este procedimiento inicia con las lecturas de la energía de entrada a la zona, que es medida en 14 subestaciones (fronteras), las cuales se encuentran en los límites de la zona como se puede observar en el Anexo A seguido de esto se obtiene el reporte de facturación mensual de la zona el cual puede ser visto en sistema. En la Tabla 4 se observan los nombres de las fronteras los cuales representan su ubicación geográfica dentro de la zona y cuáles de estas son punto de entrada o salida de energía en la zona.

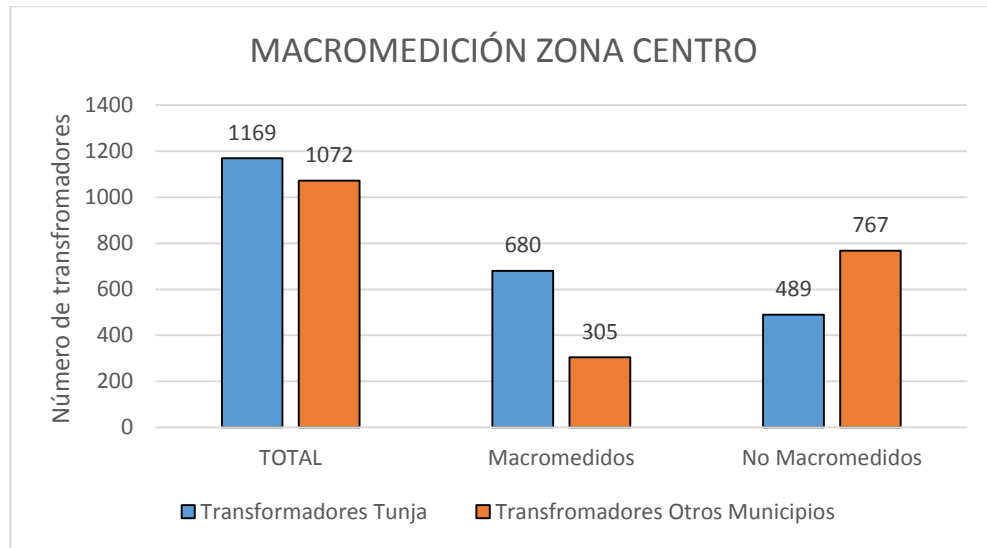
Tabla 4. Fronteras de la zona centro.

FRONTERAS	NIVEL DE TENSIÓN DE OPERACIÓN	ENTRADA	SALIDA
ARCABUCO	34.5 kV	x	x
CHÁMEZA	13.2 kV		x
CHINAVITA	34.5 kV	x	
CHIQUINQUIRÁ	115 kV	x	x
CUBARÁ	13.2 kV	x	
GARAGOA - MIRAFLORES	34.5 kV	x	
MACANAL	13.2 kV	x	
MAGUNCIA INDUSTRIAL	13.2 kV	x	
MAGUNCIA RURAL	13.2 kV	x	
PAIPA I	115 kV	x	
PAIPA II	115 kV	x	
TUNJITA	13.2 kV	x	
SUTAMARCHÁN	34.5 kV	x	x
GACHANTIVÁ	13.2 kV	x	x

EL personal operativo de EDEC S.A toma las lecturas de 4 fronteras en terreno entre estas: Maguncia rural, Maguncia industrial, Paipa I y Paipa II. Las fronteras restantes generan el reporte mensual por medio del sistema de telemedida que tienen incorporado.

En este momento la zona centro cuenta con 26 subestaciones internas que energizan 99 circuitos, alimentando 2241 transformadores de distribución, a los cuales se les realiza el balance de energía y se verifican por medio del plan caminante. Las subestaciones internas se pueden ver en el Anexo D; de igual forma en la Figura 20 se observa la cantidad de transformadores de la zona centro que se encuentran macromedidos.

Figura 20. Estado de la macromedición en zona centro.



Fuente: EDEC S.A. Estado de la macromedición, mes de marzo de 2016.

Los transformadores que no cuentan con macromedidor instalado les realizan un seguimiento por medio de la energía de entrada y el reporte de facturación mensual de los usuarios que se encuentren conectados a cada uno de estos.

4.2.2 Procedimiento de medida directa. Estas revisiones se efectúan en usuarios residenciales que operan a un nivel de tensión I (0 - 1kV). En el ajuste de este procedimiento se tuvieron en cuenta las diferencias que se presentaron con el procedimiento utilizado en la zona de Pereira. El procedimiento ajustado tiene la información necesaria de cómo se debe realizar una revisión mencionando que equipos y cálculos se deben tener en cuenta al realizarla.

En la zona centro al no usarse equipo patrón portátil (PAT - 109) las revisiones se ejecutan con una resistencia y se realizan cálculos según las pruebas hechas al equipo de medida, lo anterior se encuentra en el Anexo E.

4.2.3 Procedimientos de medida semidirecta e indirecta. Una vez examinados los procedimientos y comparados con la zona de Pereira se encontró que se utilizaban los mismos, fue necesario crear un procedimiento más completo para la zona centro del departamento, debido a que en la zona centro la empresa no contaba con ningún procedimiento para realizar revisiones en líneas de media y alta tensión.

En este procedimiento se explica cómo se debe efectuar una revisión para estos tipos de medidas, teniendo en cuenta los usuarios comerciales e industriales que operan a un nivel de tensión II (13.2 – 34.5 kV) para el caso de medida semidirecta y nivel de tensión III (34.5 – 57.5 kV) en medida indirecta. En el procedimiento realizado se mencionan los equipos utilizados como el patrón Zera (MT - 30) que proporciona tensiones de línea, corrientes de línea, factor de potencia y diagrama fasorial del sistema, así como el amperímetro (Ampstick plus) para alta tensión, este equipo guarda 4 lecturas de verdadero valor eficaz de amperaje, también se muestran las fórmulas que se deben aplicar en caso de que no se cuente con equipo patrón, los diagramas unifilares y de conexiones de los equipos de medida semidirecta e indirecta. Lo anterior se puede observar en el Anexo F.

Los procedimientos fueron desarrollados por el autor de este trabajo, se realizó una socialización y capacitación en cada una de las revisiones como se observa en la Figura 21. Estos no pueden ser divulgados en su totalidad por hacer parte de documentos confidenciales de la empresa EDEC S.A.

Figura 21. Capacitación y socialización de los procedimientos desarrollados



CONCLUSIONES

Se examinaron los procedimientos para el diagnóstico de pérdidas no técnicas utilizados por la empresa EDEC S.A en el departamento de Risaralda (zona de Pereira), siendo estos: macromedición, revisiones de medida directa, semidirecta e indirecta. Se encontró que el procedimiento de macromedición está compuesto por 22 pasos, el de revisiones de medida directa contiene 15 pasos y el procedimiento de revisiones de medida semidirecta e indirecta consta de 12 pasos. Estos procedimientos permiten la focalización, detección y control de las pérdidas no técnicas que se presentan en este departamento.

Con la elaboración del formato de relación de procedimientos de pérdidas no técnicas del departamento de Risaralda (zona de Pereira) se verificó, que un 100 % de los pasos del procedimiento de macromedición son aplicados por la zona centro, un 86,6 % del procedimiento de revisiones de medida directa se ajusta a la necesidad de la zona centro y un 100 % del procedimiento de revisiones de medida semidirecta e indirecta aplican para la zona centro del departamento de Boyacá.

Con la aplicación del formato se encontró que la zona centro del departamento de Boyacá no cuenta con procedimientos que estén incluidos en el sistema de gestión de calidad que maneja la empresa EDEC S.A, por lo cual fue necesario ajustarlos para revisiones de medida directa, semidirecta e indirecta, logrando unificar los conceptos técnicos manejados por el personal operativo de EDEC S.A.

RECOMENDACIONES

Se recomienda incrementar el número de macromedidores instalados en los transformadores de distribución de la zona centro del departamento de Boyacá, ya que, con este incremento se pueden controlar los distintitos sectores de la zona donde se podrá realizar un balance de energía más efectivo.

Realizar un estudio de balance de carga en cada uno de los transformadores de distribución de la zona centro, teniendo en cuenta la capacidad del transformador y el número de usuarios que pueden estar conectados a este centro de carga. Con esto se puede lograr reducir las pérdidas técnicas en cada transformador y conseguir mayor eficiencia en la prestación del servicio.

BIBLIOGRAFÍA

Allen Tipler, Paul y Mosca, Gene. Física para la ciencia y la tecnología: Electricidad y magnetismo. 5 ed. España.: Reverté, 2005. 315 p.

Balcells, José María, *et al.* Eficiencia en el uso de la energía eléctrica. Barcelona.: Marcombo, S.A., 2011. 334 p.

Chapman, Stephen J. Maquinas eléctricas. Traducido por Eduardo Rozo Castillo. 3 ed. Bogotá D.C.: Mc Graw Hill, 2000. 768 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 108 (03, julio 1997). Por la cual se señalan criterios generales sobre la 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. Bogotá D.C: El Ministerio, 1997. 36 p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG), Historia del sector eléctrico en Colombia [en línea]. <<http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/historia>>.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Propuesta para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local. Cartilla Técnica de la CREG. Bogotá D.C: CREG; 2011.

Enríquez Harper, Gilberto. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. 2 ed. México.: Limusa, 2006, 509 p. ISBN 9681859766

Granada Paladines, Ronal Pavel. Reducción de pérdidas mediante reconfiguración de la red de distribución. Trabajo de grado Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia. Quito.: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica, 1998. 67 p.

Guirado Torres, Rafael, Asensi Orosa, Rafael, Jurado Melguizo, Francisco y Carpio Ibáñez, José. Tecnología Eléctrica. España.: Mc Graw-Hill Interamericana de España S.L., 2006, 394p. ISBN 844814807X.

Jiménez Romero, Saadi Joel. Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Lima.: Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2005. 192 p.

Jiménez, Raúl, Serebrisky, Tomás y Mercado, Jorge. Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía, 2014. 42 p.

Mar Pérez, José Guillermo y Vidal López, Eric Darío. Descripción y función del equipo de una subestación eléctrica. Trabajo de grado Ingeniero Eléctrico. Poza Rica Hidalgo.: Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, 2011. 68 p.

Orjuela Porras, Hernando. Las pérdidas de energía, enfoque operativo. Bogotá D.C.: Carto print Ltda, 2008. 383 p. ISBN 978-958-44-3701-3.

SIEMENS. Transformadores de protección y medida 4M: Equipos de media tensión. Berlín: SIEMENS; 2009. Catalogo HG 24 técnico.

SYSRED INGENIERÍA E INVERSIONES S.A. Efecto corona en líneas de transmisión. Informe técnico de SYSRED. Santiago de Chile.: SYSRED; 2013.

ANEXOS

Anexo A. Medidor Monofásico Electrónico.



Tipo del Medidor

Referencia Comercial

GENESIS I Medidor Monofásico Bifilar/Trifilar

		EMM12	
		Génesis I AF	Génesis IP AF
Red	Baja tensión	●	
Tipo de conexión	1F-2H	●	
	2F-3H		●
Comunicación	RS 485	●	

Funcionalidades básicas

Características Anti-Fraude

El medidor monofásico bifilar 120V tipo GENESIS I AF está diseñado para detectar los siguientes fraudes:

- Conexión Inversa
- Desbalance entre las dos (2) líneas
- Ausencia del Neutro
- Interferencia Magnética externa fuerte
- Apertura de la tapa cubre bornes

Nota: El medidor monofásico trifilar 120/240V solo puede detectar los fraudes de los ítems 1, 4 y 5

Cuando haya ocurrido un fraude, el medidor registrará el fraude y encenderá un LED o una bandera en el medidor de Display después de un tiempo prolongado. En ausencia de tensión, el LED o la bandera se mantendrán encendidos hasta por 48 horas apoyado por un súper capacitor, después será desconectado, pero se encenderá indicando que hay fraude inmediatamente cuando el servicio de electricidad sea restablecido. El registro de fraude será memorizado hasta que el personal autorizado lo suprima por medio de un dispositivo especial de comunicación.

Comunicación

- Conformidad con IEC 1107
- Interfaz de comunicación:
 - RS 485

Funcionalidades específicas

- Pantalla LCD o Registrador Ciclométrico
- Detección de la apertura de la tapa principal y de la tapa cubrebornes
- Detector de campo magnético externo
- Canales de comunicación con seguridades

DISTRIBUIDO POR:



Especificaciones técnicas		EMM12	
		Génesis I AF	Génesis IP AF
Tensión nominal	Un	120 V	120/240 V
Rango de tensión		0,8 - 1,15 Un	
Corriente	Corriente base In	5 A	
	Corriente arranque Ia	20 mA	
	Corriente máxima Imax	60 A	100 A
Clase de Exactitud		Clase 1 (IEC 62053-21 NTC 4052)	
frecuencia		60 Hz	
Constante		3200 imp/kWh	
Rigidez Dielectrica		4 kV, 60 Hz, 1 min	
Consumo lazo de tensión		0,52 W - 2,06 VA	0,18 W - 1,48 VA
Consumo lazo de Corriente		0,35 VA	0,34 VA
Rango temperatura		(-25°C ... +55°C)	
Protección ingreso polvo y agua		IP54	
Pantalla de cristal líquido			

Anexo B. Medidor Polifásico Multifuncional Medida Semidirecta.



MT174 Medidor polifásico multifuncional

Repaso del tipo		MT174-D2	MT174-T1
		DIN	DIN
Red	Baja tensión	●	●
Tipo de conexión	1F-2H	●	
	2F-3H	●	
	3F-4H	●	●
Comunicación	RS 485	●	●
	Interfaz óptico	●	●
Opciones entrada/salida	Salida S0	●	●
	Salida OPTOMOS	●	●
	Entrada tarifa (1 o 2)	●	●

Funcionalidades básicas

Características de medición

- Medición de "energía" en dos direcciones
- Energías y demandas Activa, Reactiva y Aparente en redes 3F-4H y 2F-3H
- Mediciones por fase y trifásicas, cantidades de medición: Tensiones por fase, corrientes por fase, factores de potencia por fase, frecuencia
- Medición de "energía" en dos direcciones
- Medición de potencias instantáneas

Funciones tarifarias

- Planes tarifarios (TOU) para la medición de energía activa y demanda máxima (hasta 4 tarifas, 10 estaciones, 10 programas semanales, 10 definiciones diarias, 10 conmutaciones dentro de programas tarifarios diarios, 46 festivos)

Perfiles de carga

- Registro del perfil de carga hasta 8 canales
- Posibilidad de configurar el periodo del registro en 5, 10, 15, 30, 60 minutos

Comunicación

- Conformidad con IEC 1107
- Dos interfaces de comunicación:
 - Puerto óptico
 - RS 485

Reloj de tiempo real (RTC)

- Conformidad con la norma IEC 62054-21
- RTC con calendario basado en cristal de cuarzo de 32 kHz
- Precisión del RTC: mejor que ± 3 minutos / año, reserva de operación: 5 años, expectativa del tiempo de vida de la pila de Litio: 20 años
- Contador del tiempo transcurrido de la operación del RTC
- Pila de Litio habilita los datos en pantalla LCD cuando el medidor se encuentra en el estado de no-energizado

Funcionalidades específicas

- Pantalla LCD
- Detección de la apertura de la tapa principal y de la tapa cubrebombes
- Detector de campo magnético externo
- Listo para la medición fotovoltaica
- Canales de comunicación con seguridades
- Indicación de batería baja

Entradas / Salidas

DISTRIBUIDOR POR:

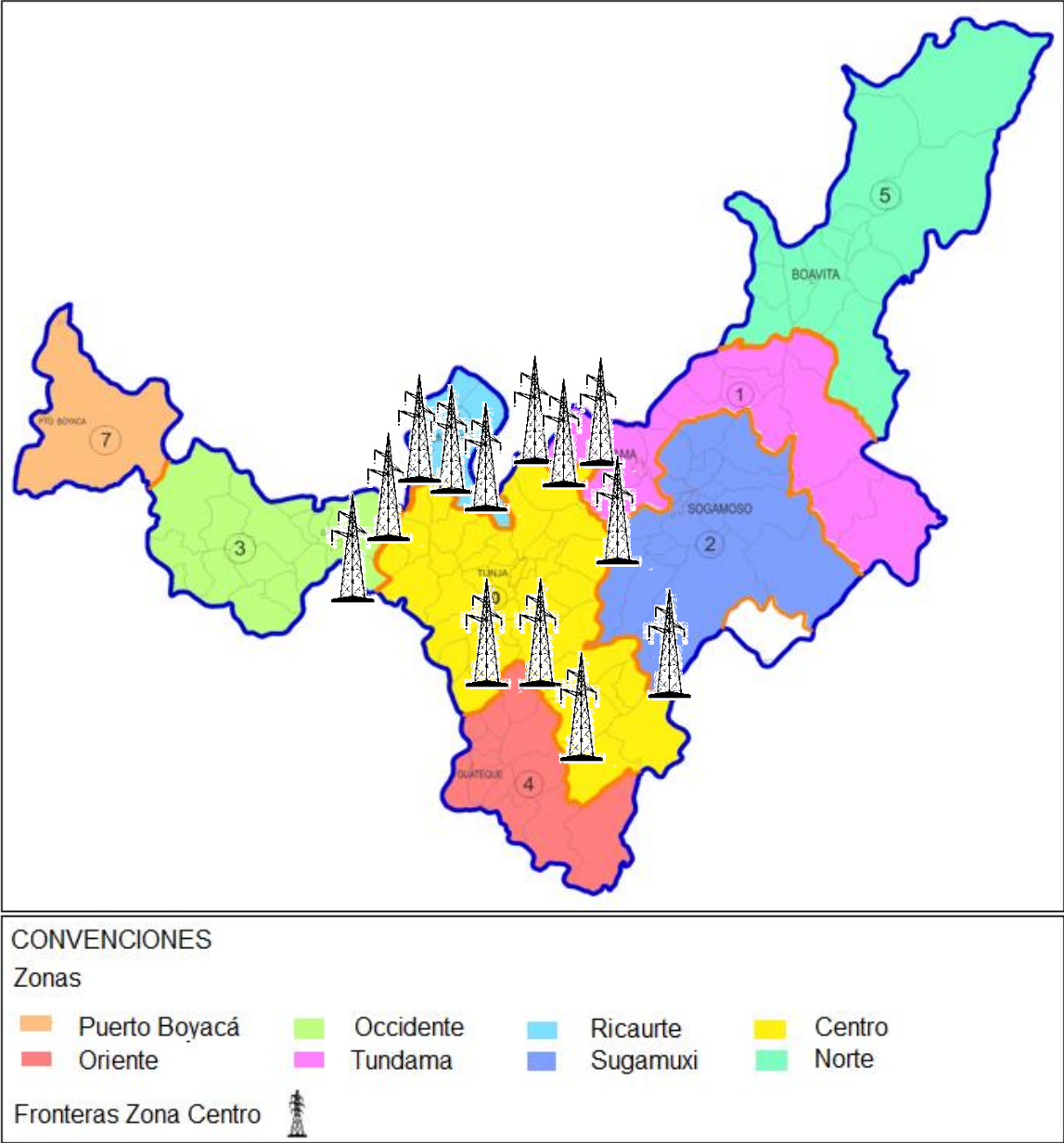
Especificaciones técnicas		MT174-D2	MT174-T1
		DIN	DIN
Tensión nominal	Un	3x120/208 V	
Rango de tensión		0,8 - 1,15 Un	
Corriente	Corriente base In	5 A	1 A
	Corriente arranque Ia	20 mA	
	Corriente máxima Imax	120 A	6 A
Clase de Exactitud	Energía activa	Clase 1 (IEC 62053-21 NTC 4052)	
	Energía reactiva	Clase 2 (IEC 62053-23 NTC 4569)	
	Energía aparente	Clase 2	
Reloj tiempo real	Precisión	Mejor que ± 3 min/año a 23°C	
	Alimentación de respaldo	Pila Li: 5 años operac. hasta 20 años	
Rango temp. IEC 62052-11	Operación	-40°C...+60°C, extend. -40°C...+70°C	
	Almacenamiento	-40°C ... +80°C	
Protección ingreso polvo y agua		IP54	
Consumo		0.6 W / 10 VA (sin RS485)	
		0.8 W / 10 VA (con RS 485)	
Pantalla de cristal líquido			

Oficinas y laboratorio
 Calle 15 No22-207 Autopista Cali-Yumbo
 TERMINAL LOGÍSTICO Valle del Pacífico Bodega 4c
 Tel.: (2) 381 5000 Fax: (2) 380 8573
 www.inelca.com.co ventas@inelca.com.co

ISO 9001

CERTIFIED QUALITY SYSTEM

Anexo C. División del departamento de Boyacá en zonas



Anexo D. Subestaciones internas del departamento de Boyacá

SUBESTACIONES DEPARTAMENTO DE BOYACÁ ZONA CENTRO			
NOMBRE	NÚMERO DE TRANSFORMADOR DE ENTRADA	NIVEL DE TENSIÓN E / S (Kv)	CIRCUITOS ASOCIADOS
S/E DONATO	81073	115 - 13,2	5
	81074	115 - 13,2	6
	81075	115 - 34,5	6 S/E
S/E HUNZA	81066	34,5 - 13,2	4
S/E PATRIOTAS	81055	34,5 - 13,2	6
S/E CÓMBITA	81067	34,5 - 13,2	3
S/E - VILLA DE LEYVA	81069	34,5 - 13,2	5
S/E - GACHANTIVÁ	81180	34,5 - 13,2	3
S/E - SANTA SOFÍA	81072	34,5 - 13,2	3
S/E - SUTAMARCHÁN	81071	34,5 - 13,2	3
S/E - EL MUELLE	81070	34,5 - 13,2	2
S/E - SÁCHICA	81065	34,5 - 13,2	3
S/E - SAMACÁ NEW	81051	34,5 - 13,2	5
S/E - VENTAQUEMADA	81053	34,5 - 13,2	3
S/E - PUENTE DE BOYACÁ	81611	34,5 - 13,2	2
S/E - BOYACÁ	81054	34,5 - 13,2	2
S/E - APOSENTOS	81058	34,5 - 13,2	3
S/E - JENESANO	81056	34,5 - 13,2	3
S/E – TIBANÁ	81057	34,5 - 13,2	3
S/E – UMBITA	81059	34,5 - 13,2	3
S/E - PUENTE SIZA	81076	34,5 - 13,2	3
S/E - CHINAVITA	81415	34,5 - 13,2	4
S/E - ZETAQUIRA	81062	34,5 - 13,2	4
S/E - RANCHO GRANDE	81061	34,5 - 13,2	4
S/E – RAMIRIQUÍ	81060	34,5 - 13,2	3
S/E - PÁEZ	81064	34,5 - 13,2	4
S/E - MIRAFLORES	81063	34,5 - 13,2	4
S/E - RÍO DE PIEDRAS	81300	34,5 - 13,2	5

Anexo E. Procedimientos desarrollados en revisiones de medida directa para la zona centro del departamento.


	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA DIRECTA.		
			Página 8 de 29



Figura 5. Presentación del técnico al usuario.


- 4.2 Se informa al usuario que tiene como derecho a una asistencia de alguna persona que tenga conocimientos en el área, para lo cual, cuenta con 15 minutos, el usuario o suscriptor decide si opta por este derecho.
- 4.3 Antes de iniciar la revisión integral, el auxiliar debe diligenciar el Permiso de Trabajo Integral Eléctrico y en alturas (SSOR036A), este debe ser diligenciado en cada una de las revisiones realizadas en él día.
- 4.4 El técnico realiza una inspección visual de la acometida para verificar el estado de esta, la cual no debe tener derivaciones o que esta haya sido intervenida, de igual manera debe determinar de qué tipo es, para este caso en la Figura 6, se puede observar una acometida aérea abierta, también existe: aérea concéntrica o Encauchetada y subterránea (ver manual diligenciamiento de acta de medida directa).



Figura 6. Inspección visual de acometida.

- 4.5 Inmediatamente el grupo de trabajo conformado por (Técnico, Auxiliar y Conductor), deben hacer uso adecuado de los elementos de protección personal y se procede a realizar la demarcación de la zona de trabajo, utilizando la cinta reflectiva necesaria y los conos reflectivos, el espacio demarcado debe ser el adecuado para que el técnico pueda realizar la revisión, en lugares donde existe alto tráfico vehicular y se interrumpe el paso peatonal, debe asegurarse un espacio óptimo para el paso del mismo, para así tener en cuenta no solo la seguridad del grupo de trabajo si no la de la comunidad en general.

Anexo E. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA DIRECTA.		
			Página 11 de 29

- 4.8 Se deben verificar los sellos en tapa bornera y tapa principal, estos deben estar en buen estado y sin signos de haber sido manipulados, de igual manera se deben verificar las conexiones del medidor, antes de la revisión estos parámetros deben ser conformes, esto para verificar posibles irregularidades y/o anomalías en él inmueble. Una forma práctica de verificar los sellos, es con los últimos números del tambor (4771) del sello deben coincidir con los últimos números que se encuentra en la espoleta (4064771) de este, como se puede observar en la Figura 11.



Figura 11. Sello de condensación, el número del tambor debe coincidir con el número en la espoleta.


- 4.9 Seguido de lo anterior el técnico debe suministrar los datos que se encuentran en la placa característica del medidor encontrado para el diligenciamiento del Acta de Verificación por el auxiliar, estos datos son esenciales ya que serán usados más adelante en la revisión.



Figura 12. Auxiliar diligencia datos del medidor encontrado en el Acta de Verificación.

- 4.10 El técnico debe tomar registro fotográfico del Acta de Verificación y el medidor encontrado, al cual se le van a realizar las respectivas pruebas, para determinar su buen funcionamiento, este registro fotográfico es obligatorio.

Anexo E. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA DIRECTA.		
			Página 13 de 29

24 horas x 30 días = 720 horas de facturación mensual.

0,1; 0,2 y 0,3 son el factor de utilización de acuerdo al tipo de usuario, actividad que realice y aparatos eléctricos que utiliza.

4.13 Una vez realizado el paso anterior el técnico conecta la resistencia entre fase y neutro, para realizarle al medidor las pruebas por baja y por alta, la desconexión de los conductores debe realizarse de izquierda a derecha, primero las fases y de ultimo la línea neutro, nunca deje el neutro al aire y las fases conectadas.

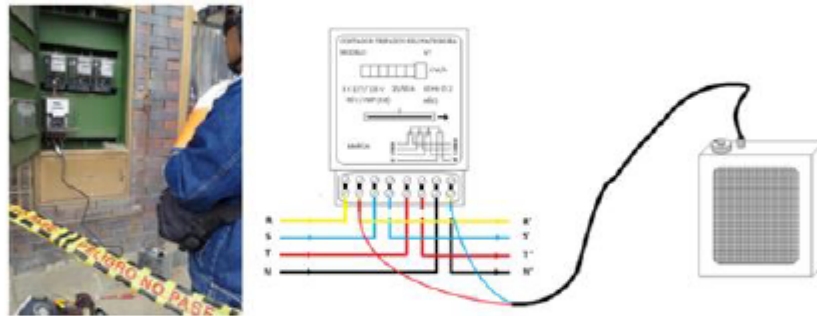


Figura 15. Conexión de la resistencia al medidor trifásico con diagrama unifilar asimétrico para realizar las pruebas por alta y por baja.

NOTA: Siempre se recomienda realizar primero la prueba por baja, ya que en caso de existir una anomalía y/o irregularidad en el equipo de medida será más fácil detectarla.

4.13.1 El técnico procede a realizar las pruebas por baja al equipo de medida para lo cual debe tener en cuenta:

4.13.1.1 Girar la perilla de ajuste de la resistencia hasta que esta quede en nivel bajo.

4.13.1.2 Toma de lectura de tensión e intensidad con registro fotográfico, ver Figura 16.

4.13.1.3 Realiza la prueba de tiempo/potencia donde se registra el tiempo que dura el medidor en dar N número de giros.

Para las pruebas en baja el tiempo debe ser mayor a 180 segundos (3 minutos), y el número de giros que dé en ese tiempo, esto para determinar el factor de prueba (FP).

4.13.2 El técnico procede a realizar las pruebas por alta al equipo de medida para lo cual debe tener en cuenta:

4.13.2.1 Girar la perilla de ajuste de la resistencia hasta que esta quede en nivel alto.

4.13.2.2 Tomar la lectura de tensión e intensidad con registro fotográfico, estas fotos son soporte obligatorio.

4.13.2.3 Realiza la prueba de tiempo/potencia donde se registra el tiempo que dura el medidor en dar N número de giros.

Para las pruebas en alta el tiempo debe ser mayor a 60 segundos (1 minuto), y el número de giros que dé en ese tiempo, esto para determinar el factor de prueba (FP).


$t > 60$ segundos

$N = \#$ giros

donde t es el tiempo.

donde N es el número de giros.

Anexo E. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA DIRECTA.		
			Página 16 de 29

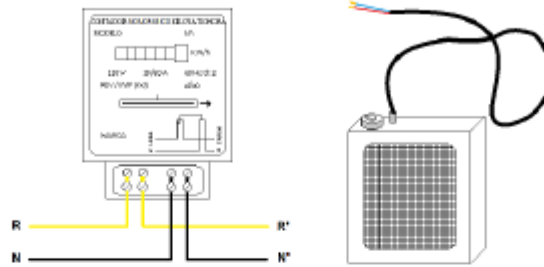


Figura 19. Medidor Monofásico con diagrama unificador asimétrico al que se van a realizar las pruebas con la resistencia.

- 4.14 Una vez registradas las lecturas de tensión e intensidad en cada una de las pruebas anteriormente mencionadas (alta y baja) el auxiliar informa al técnico si las pruebas son conformes, dicho de otra manera se calcula el factor de prueba (FP).

$$0.85 \leq FP < 1.15 \quad (1)$$

Para realizar el cálculo del factor de prueba (FP) (VER NUMERAL 6.1.1).

- 4.14.1 El auxiliar debe informar al técnico los resultados del factor de prueba en cada una de las pruebas de las fases, si es conforme según la ecuación (1) se procede a:
- 4.14.1.1 Verificar la prueba de integración, esto al finalizar la revisión, En la prueba de integración se comprueba si las revoluciones que muestra el medidor con la constante (Kd) se están registrando en su totalidad.
- 4.14.1.2 Se desconecta la resistencia y se dejan las conexiones de la manera en que se encontraron, para la conexión de los conductores se debe proceder de derecha a izquierda, primero línea neutro y después las fases, jamás se deben dejar las fases conectadas con el neutro al aire ya que el inmueble quedaría con una tensión 220 v directos y esto ocasionaría daños en los electrodomésticos.

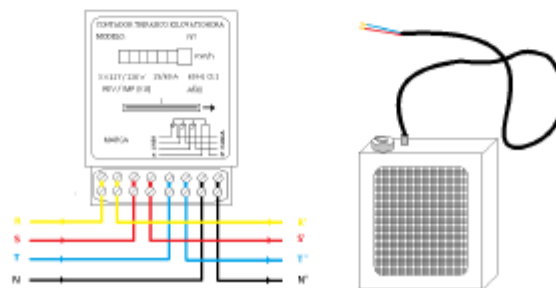



Figura 20. Estado de las conexiones en el medidor al finalizar las pruebas con la resistencia.

Anexo E. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA DIRECTA.		
			Página 21 de 29

6 FORMULAS PARA CADA PRUEBA.

6.1 PRUEBA TIEMPO POTENCIA.

La prueba tiempo potencia compara la energía con el trabajo. La ecuación (2) es la universal, pero de esta se desprenden varias: la de verificación de medidores de tecnología americana o simétrica, la de los medidores de tecnología europea o asimétrica.

$$W = \frac{3'600000 \times N}{Kte \times t} \quad (2)$$

$$kte = kd$$

$$kd = \frac{1000}{kh} \quad (3)$$

3'600.000 = Constante de la fórmula.

N = Número de vueltas contadas al disco o pulsos en los electrónicos.

t = Tiempo en segundos en dar N vueltas o impulsos.

Kte = Constante del medidor (Kh = W × revolución ó Kd = Revoluciones × KWh).

Cuando mencionamos el Kh estamos hablando de medidores de tecnología americana, y cuando mencionamos el termino Kd de medidores de tecnología europea. Cada fabricante de acuerdo al tipo de tecnología y de acuerdo también al tipo de medidor, establece su constante.

6.1.1 FORMULAS PARA CALCULAR EL FACTOR DE PRUEBA (FP):

Fórmula para tecnología Americana.

$$FP = \frac{3600 \times Kh \times N}{V \times I \times t} \quad (4)$$

Fórmula para tecnología Europea.

$$FP = \frac{3'60000 \times N}{V \times I \times t \times Kd} \quad (5)$$

Donde:

V = tensión medida con la pinza Voltiamperimétrica entre fase – neutro.

I = Intensidad medida con la pinza Voltiamperimétrica en la fase.

t = tiempo medido en segundos (s).

Kd = cantidad de revoluciones × KWh que tarda en dar un giro completo el disco.


Kh = cantidad de Wh × revolución que tarda en dar un giro completo el disco.

N = número de giros.

En caso de encontrar la constante Kh o Kd, en las características del medidor una fracción mixta así: $7\frac{1}{4}$, se debe convertir esta fracción en una impropia de la siguiente forma:

EJEMPLO:

Anexo E. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA DIRECTA.		
			Página 22 de 29

$$Kh = 11\frac{1}{9} \text{ Wh/revolución}$$

Para convertir esta fracción mixta a una impropia se debe:

Se debe multiplicar el entero con el denominador 11×9 , seguido de esto al resultado de la multiplicación anterior se debe sumar el numerador $99 + 1 = 100$, con el resultado obtenido se divide eso con el denominador $\frac{100}{9}$, de esta manera se puede calcular el Kh.

$$11 \times 9 = 99 ; 99 + 1 = 100 ; \frac{100}{9} = 11,11$$

$$Kh = 11,11 \text{ Wh/Revoluciones}$$

$$Kd = \frac{1000}{Kh} = \frac{1000}{11,11} = 90 \text{ Revoluciones/KWh}$$

Si la constante Kd es la que se encuentra en una fracción mixta, se realiza el procedimiento del ejemplo anterior.

6.2 PRUEBA DE INTEGRACION.

En la prueba de integración se comprueba si las revoluciones que muestra el medidor con la contante (Kd) se están registrando en su totalidad. Al realizar la prueba tiempo potencia o al hacer la comparación o contaste con un equipo patrón el medidor puede encontrarse dentro del rango, pero nada garantiza que este número de vueltas se estén registrando o acumulando en el numerador, ya que en muchos casos el equipo de medida puede ser manipulado para dejar de registrar la energía, o registrando solo un porcentaje de la energía utilizada.

Para verificar si el medidor está integrando se puede realizar aplicando la siguiente formula:

$$\text{Centésimas} = \frac{N \times 100}{Kd} \quad (6)$$

Dónde:

N= número de giros.

Kd= cantidad de revoluciones \times kWh que tarda en dar un giro completo el disco.

Centésimas= número de centésimas que el medidor registra.

EJEMPLO:

Cuántas centésimas debe avanzar la lectura del registro en el equipo de medida, si tiene un Kh= 1.8 Wh \times rev, y da un total de 32 vueltas.


Solución:

$$kd = \frac{1000}{kh} = \frac{1000}{1,8 \text{ Wh} \times \text{rev}} = 555,5 \text{ rev} \times \text{KWh}$$

$$\text{Centésimas} = \frac{N \times 100}{Kd} = \frac{32 \times 100}{555,5} = 5,76 \approx 6$$

El medidor debería integrar aproximadamente 6 centésimas durante las pruebas realizadas, en la Figura 27., se observa el registro del medidor, siempre se debe partir del punto de referencia para verificar la prueba de integración.

Anexo F. Procedimientos desarrollados en revisiones de medida semidirecta e indirecta para la zona centro del departamento.

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.		
			Página 8 de 25

4 PROCEDIMIENTOS EN LA REVISIÓN INTEGRAL EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.

- 4.1 El técnico y auxiliar deben identificarse, portando el carnet de forma visible, se debe saludar de manera cordial y solicitar la presencia de una persona mayor de edad, quien pueda dar la debida autorización, explicando al usuario o suscriptor la ejecución de la revisión al equipo de medida de energía eléctrica. La revisión no puede ser atendida por menores de edad, adultos mayores de 65 años, personas bajo estado de embriaguez, sustancias alucinógenas o que no se encuentren evidentemente en sus facultades mentales.
- 4.2 Se informa al usuario que tiene como derecho a una asistencia de alguna persona que tenga conocimientos en el área, para lo cual, cuenta con 15 minutos, el usuario o suscriptor decide si opta por este derecho.
- 4.3 Antes de iniciar la revisión integral, el auxiliar debe diligenciar el Permiso de Trabajo Integral Eléctrico y en alturas (SSOR036A), este debe ser diligenciado en cada una de las revisiones realizadas en él día.
- 4.4 Inmediatamente el grupo de trabajo conformado por (Técnico, Auxiliar y Conductor), deben hacer uso adecuado de los elementos de protección personal y se procede a realizar la demarcación de la zona de trabajo, utilizando la cinta reflectiva necesaria y los conos reflectivos, el espacio demarcado debe ser el adecuado para que el técnico pueda realizar la revisión.

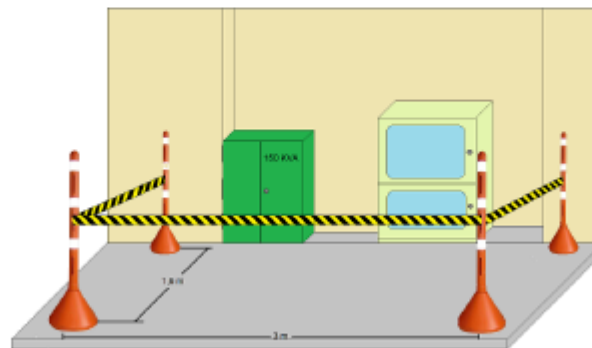



Figura 4. Demarcación de la zona de trabajo en cuarto eléctrico.

De ser necesario desarrollar trabajo en alturas: ascenso a postes y subir en escaleras, se debe realizar la demarcación correspondiente como se observa en la Figura 5, en este caso se debe hacer uso adecuado de los equipos de protección personal, el auxiliar debe diligenciar el formato SSOR36A antes de iniciar el trabajo el técnico.

Anexo F. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.		
			Página 10 de 24

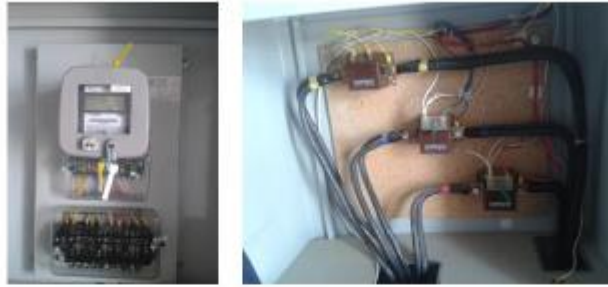


Figura 7. Verificación de sellos y estado de las conexiones en medida semidirecta.

En las revisiones de medida indirecta el personal operativo cuenta con una serie de elementos de protección personal y materiales de trabajo especiales como los son: Guantes clase 4, tapete dieléctrico, pértiga telescópica, Amperímetro de alto voltaje (Ampstik plus).




Figura 8. Verificación de sellos y estado de las conexiones en medida indirecta.

Una forma práctica de verificar los sellos, es con los últimos números del tambor (4771) del sello deben coincidir con los últimos números que se encuentran en la espoleta (4064771) de este, como se observa en la Figura 9.



Figura 9. Sello de condensación en buen estado.

Anexo F. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.		
			Página 11 de 24

- 4.7 Continuando con la revisión, el auxiliar inicia el diligenciamiento del Acta de Revisión e Irregularidad Eléctrica Medida indirecta y Semidirecta, donde diligencia los datos encontrados en la placa característica del equipo de medida (Medidor y TC's), como se observa en la Figura 10, para el caso de medida indirecta se tienen en cuenta los TP's encontrados.



Figura 10. Diligenciamiento de datos del equipo de medida.

- 4.8 El técnico procede a realizar el chequeo a los TC's, donde se verifica que el TC no se encuentre sobredimensionado ni saturado para la carga del transformador al cual se encuentra conectado, para realizar esta verificación se aplica la siguiente ecuación:



Figura 11. Especificación de potencia y voltaje secundario en un transformador.

$$I_p = \frac{KVA}{KV \times \sqrt{3}} \quad (1)$$

Dónde:


I_p : Corriente de línea de plena carga para potencia nominal.

KVA : Potencia del transformador.

KV : Voltaje de línea del secundario del transformador.

Esta ecuación se utiliza en las revisiones de medida semidirecta e indirecta.

Anexo F. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.		
			Página 12 de 24

- 4.9 El técnico realiza la prueba de Relación de Transformación de Corriente (RTC), las cuales se realizan tomando la medida en simultáneo de las corrientes del primario y secundario en cada uno de los transformadores de corriente. Se calcula la RTC, que es el cociente entre las dos medidas, esto con el fin de verificar que no exista ninguna irregularidad y/o anomalía.



Figura 12. Verificación de corrientes en el transformador de corriente medida semidirecta.

En caso que se ejecute una revisión de medida indirecta para el chequeo de las corrientes se debe usar la pértiga telescópica y el amperímetro ampstick plus como se observa en la Figura 13.



Figura 13. Verificación de corrientes en el transformador de corriente medida indirecta.


$$RTC = \frac{\text{Corriente medida en el Primario}}{\text{Corriente medida en el Secundario}} \quad (2)$$

En una revisión de medida indirecta se deben verificar los transformadores de potencial, en donde se les realizan pruebas de voltaje en el primario y secundario de cada uno. Esta prueba es la de relación de transformación en TP's (RTP) como se observa en la ecuación (3).

$$RTP = \frac{\text{Voltaje medido en el Primario}}{\text{Voltaje medido en el Secundario}} \quad (3)$$

Estas pruebas se realizan para verificar el factor de multiplicación de cada uno de los transformadores de corriente y potencial, este dato está consignado en la placa de características del transformador, con corrientes y voltajes estables se considera dentro del rango un error $\pm 5\%$. De lo contrario, se debe programar el reemplazo de los TC's o TP's.

Anexo F. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.		
			Página 15 de 24

4.13 En caso de no contar con el equipo patrón ZERA para realizar la prueba, se debe realizar la prueba de contraste de potencia aparente suministrada, contra potencia aparente registrada, esta prueba es la más recomendable ya que involucra los registros de potencia activa y potencia reactiva en los medidores. La relación de potencia nos indica la concordancia entre los KVA registrados en el equipo de medida y la calculada en la red, tomadas en un mismo tiempo.

Para obtener los KVA en la red, se debe medir con una pinza Voltiamperimétrica para media o alta tensión las corrientes en la red, luego medimos los voltajes de línea (fase-fase) en el bloque de pruebas, donde la potencia aparente de la red (S_r) se calcula así:

4.13.1 Se realiza la medición de las corrientes en la red o acometida que llega al equipo de medida.

4.13.2 Se suman las corrientes de cada línea y se multiplican por el V_{prom} .

Las ecuaciones (6) y (7) son aplicadas en las revisiones de medida semidirecta e indirecta.

$$S_r = V_{prom} \times \sum I \quad (6)$$

Para obtener el voltaje promedio se deben medir las tensiones de línea (VRS, VST y VRT), y se deben obtener el resultado en voltaje de fase, para lo cual es necesario aplicar la siguiente ecuación:

$$V_{prom} = \frac{VRS + VST + VRT}{3 \times \sqrt{3}} \quad (7)$$


Para obtener la potencia aparente en el equipo de medida, es necesario realizar la prueba tiempo potencia para corrientes estables, siempre tome un tiempo con el cronómetro superior a los 60 segundos para cualquier número de vueltas o impulsos, como se muestra en la Figura 17.



Figura 17. Prueba de tiempo potencia.

De esta manera podemos calcular la potencia activa y reactiva, por medio de las fórmulas para tecnología americana o europea, luego de esto por medio del triángulo de potencias se puede calcular la potencia aparente, así se obtienen las potencias mencionadas:

Anexo F. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.		
			Página 16 de 24

Calculo de potencia activa (P) para medidores de tecnología americana ecuación (8) y para tecnología europea ecuación (9).

$$P = \left(\frac{3,6 \times Kh \times N}{t} \right) \times FM \quad (8)$$

$$P = \left(\frac{3600 \times N}{Kd \times t} \right) \times FM \quad (9)$$

Calculo de potencia reactiva (Q) para medidores de tecnología americana ecuación (10) y para tecnología europea ecuación (11).

$$Q = \left(\frac{3,6 \times Kh \times N}{t} \right) \times FM \quad (10)$$

$$Q = \left(\frac{3600 \times N}{Kd \times t} \right) \times FM \quad (11)$$

Dónde:

P = Potencia Activa en el equipo de medida.

Q= Potencia reactiva en el equipo de medida.

Kh = cantidad de Wh× revolución que tarda en dar un giro completo el disco.

Kd = cantidad de revoluciones × kWh que tarda en dar un giro completo el disco.

N = número de giros o impulsos.

FM = Factor multiplicador del TC's este viene en la placa de características.


Las formulas anteriormente mencionadas aplican para revisiones de medida semidirecta. En revisiones de medida indirecta se deben utilizar los cálculos realizados en las relaciones de transformación de los TP's y TC's como se muestra en la ecuación (12).

$$FM = RTC \times RTP \quad (12)$$

Una vez calculado el nuevo factor de multiplicación de realizan los cálculos de potencia activa y reactiva como se menciona en las ecuaciones (8), (9), (10) y (11).

Con los resultados obtenidos anteriormente, y con el análisis de triángulo de potencias el cual e observa en la *Figura 18*, se puede calcular la potencia aparente (S) por medio del teorema de Pitágoras, y el porcentaje de error (%error) el cual depende de la relación de potencia aparente en la red y en el equipo de medida, de igual manera se observa la relación entre la potencia aparente (S) y la potencia activa (P), esta relación define el factor de potencia.

Anexo F. (Continuación)

	PROCEDIMIENTOS GENERALES DE REVISIÓN Y VERIFICACIÓN EN MEDIDA SEMIDIRECTA E INDIRECTA.		
			Página 17 de 24

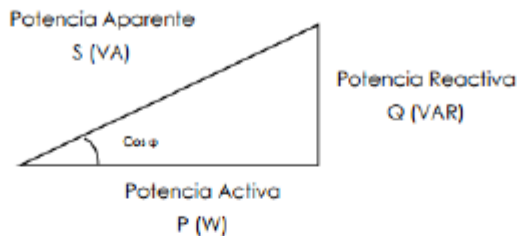


Figura 18. Triángulo de Potencia.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (13)$$

Una vez obtenida la potencia aparente en el equipo de medida (S), se debe proceder a calcular el porcentaje de error, para cual se tiene en cuenta la potencia aparente de la red (S_r), así:

$$\% \text{ Error} = \left(\left(\frac{S}{S_r} \right) - 1 \right) \times 100 \quad (14)$$

Dónde:

S = Potencia aparente calculada en el equipo de medida.

S_r = Potencia aparente calculada en la red.

Con el porcentaje de error calculado se puede verificar si el medidor se debe retirar, el medidor no se retira cuando el $\% \text{ Error}$ se encuentra entre el $\pm 5\%$.

FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia en un circuito de corriente alterna es la relación de la potencia activa P a la potencia aparente S , con los resultados de potencia obtenidos anteriormente se puede calcular el factor de potencia, así:

$$FP = \frac{P}{S} = \cos(\varphi) \quad (15)$$

Dónde:

P = Potencia activa suministrada o absorbida por el circuito o dispositivo (W).

S = Potencia aparente del circuito o dispositivo (VA).

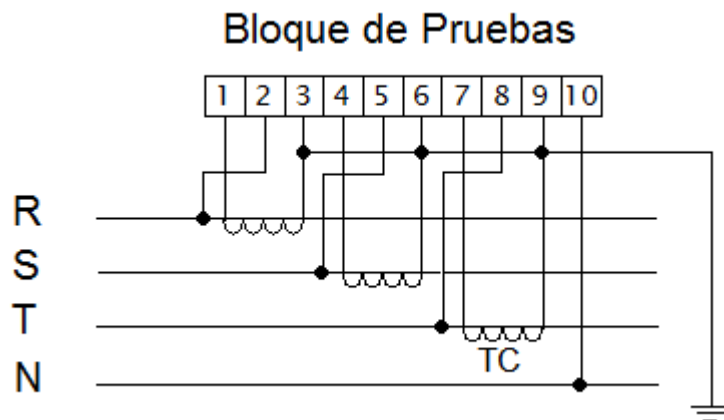
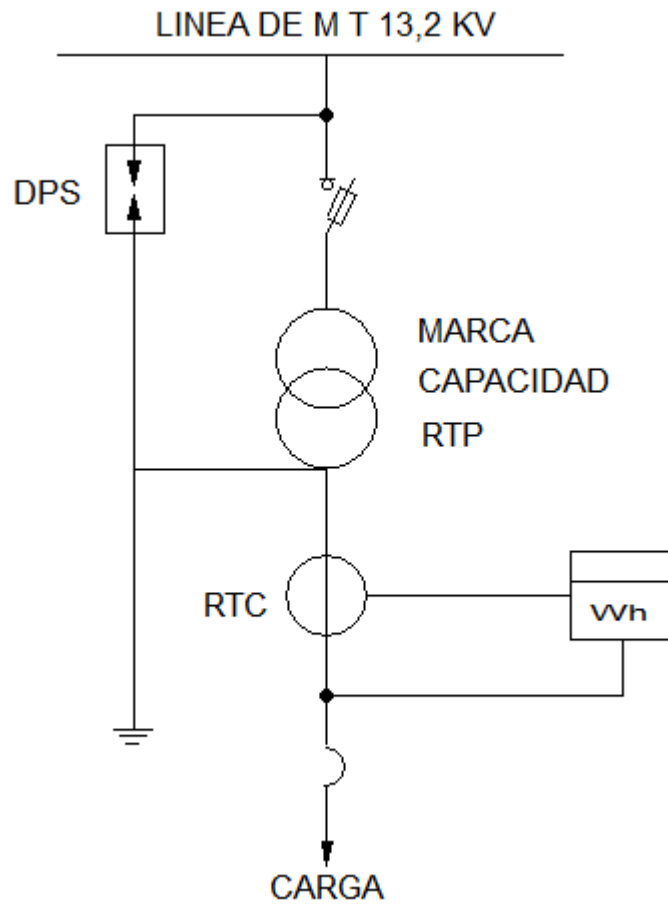
φ = ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente.

Como la potencia activa P nunca puede exceder la potencia aparente S , se deduce que el factor de potencia nunca puede ser mayor que la unidad (o que el cien por ciento).

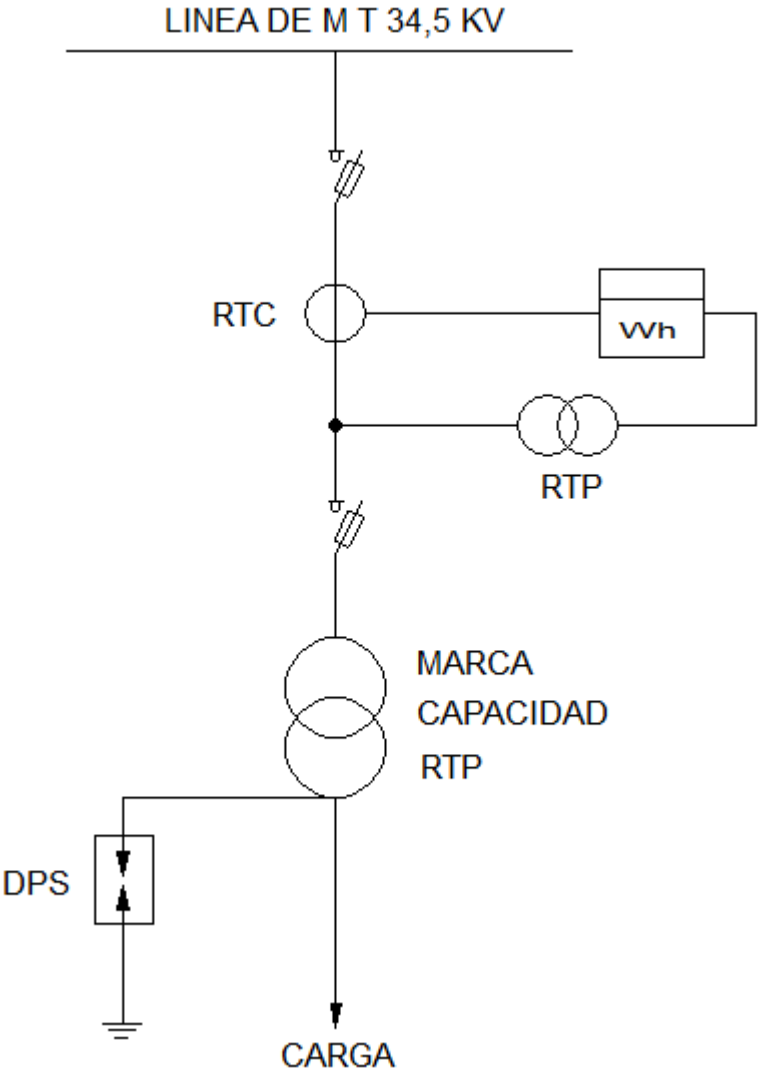
Si se desea conocer el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente, se puede calcular a partir de la ecuación (15), de donde se despeja φ , así:

$$\varphi = \cos^{-1} FP \quad (16)$$

Anexo G. Diagrama unifilar y de conexiones en medida semidirecta



Anexo H. Diagrama unifilar de medida indirecta



Anexo I. Diagramas de conexiones de TC's y TP's en medida indirecta

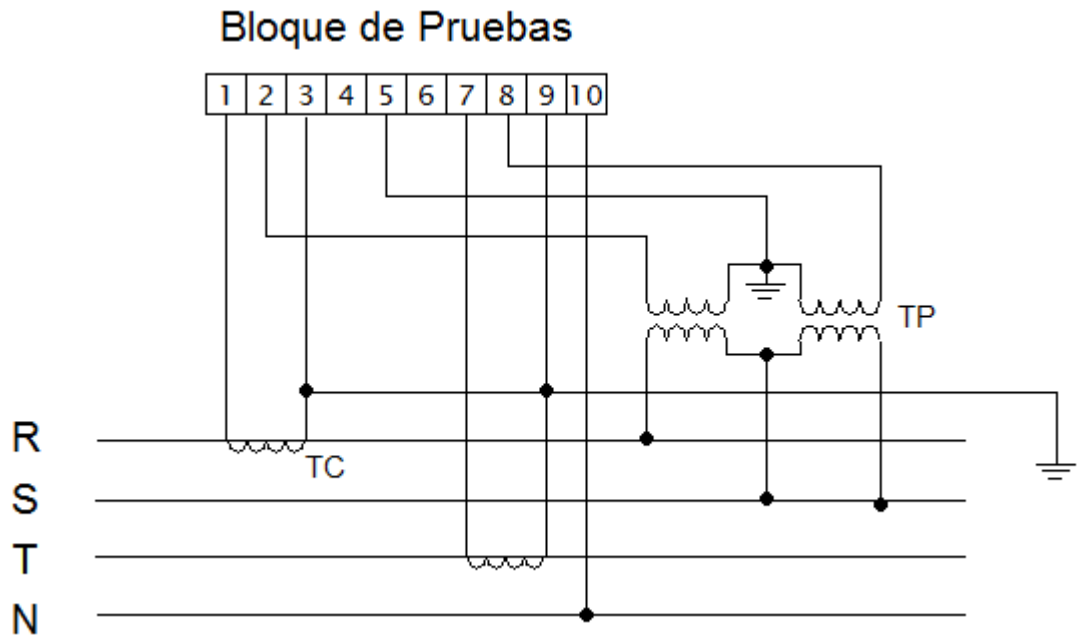


Diagrama de instalación de dos elementos en medida indirecta.

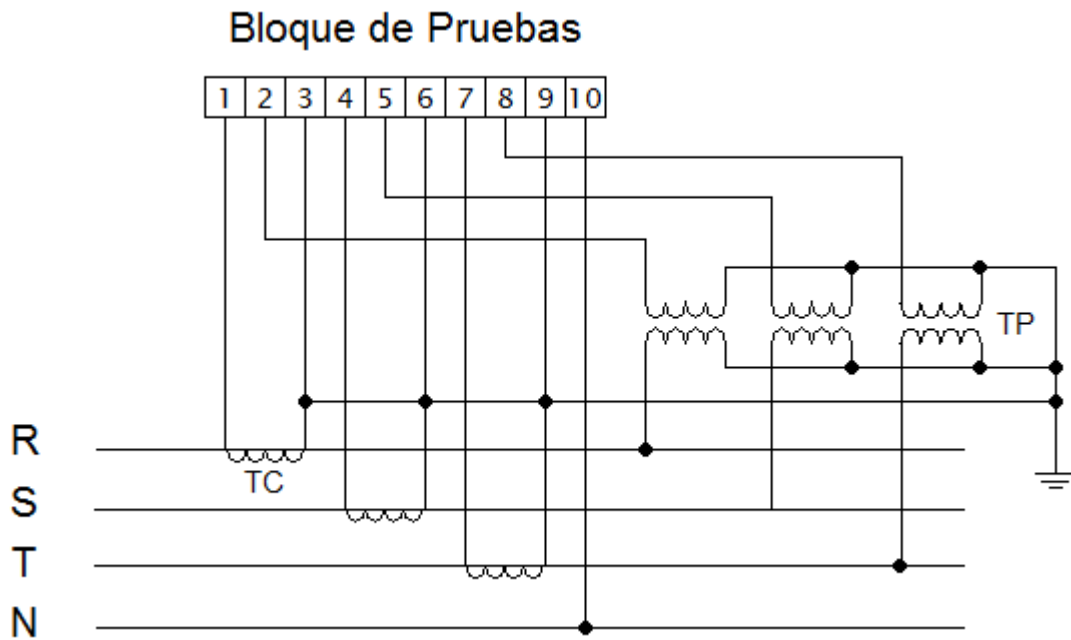


Diagrama de instalación de tres elementos en medida indirecta.