Energuaviare
SA ESP

MANUAL DE OPERACIONES

CÓDIGO: SD-OP-MA-001
Versión: 3.0
Fecha de Aprobación: 26/12/2024

San José del Guaviare

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 4
2. OBJETIVOS 4
3. ALCANCE 5
4. DEFINICIONES 5
   - 4.1. Definiciones generales: 5
   - 4.2. Definiciones sobre el estado de los equipos 8
   - 4.3. Definiciones a cerca de Maniobras 9
   - 4.4. Definición del personal de Operación 10
5. GENERALIDADES 10
   - 5.1. Reglas de Oro 10
   - 5.2. Normas de Seguridad 10
     - *5.2.1. Seguridad Operativa.* 11
     - *5.2.2. Seguridad industrial* 12
   - 5.3. Actividades y responsables de la operación. 13
     - *5.3.1. Ingeniero Redes y Subestaciones* 13
     - *5.3.2. Funciones del operador del centro de control y maniobras* 13
   - 5.4. Cambio de turno 15
     - *5.4.1. Formalidades del cambio de turno* 16
   - 5.5. Preservación de activos pertenecientes a terceros 17
6. SUPERVISIÓN DEL SISTEMA 18
   - 6.1. Niveles de tensión 20
   - 6.2. Cargabilidad de circuitos 21
   - 6.3. Cargabilidad de transformadores 21
   - 6.4. Mediciones 21
   - 6.5. Frecuencia en el sistema 22
   - 6.1. Control de reactivos 22
   - 6.2. Disponibilidad operativa de equipos 22
   - 6.6. Protocolo de comunicaciones 22
6. OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 27
   - 6.7. Conocimiento de la subestación 27

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

6.8. Inspección a equipos de patio y sala 28
6.1. Captura de datos 28
6.2. Ejecución de maniobras en subestación 28
6. MANTENIMIENTO 28
8.1. Tipos de mantenimiento 29
8.1.1. Mantenimiento Preventivo 29
8.1.2. Mantenimiento correctivo 29
8.2. Mantenimiento locativo en subestaciones 29
8.2.1. Periodicidad en el mantenimiento en subestaciones 30
8.3. Programación de mantenimientos. 30
8.3.1. Programación anual 31
8.3.2. Informe de actividades de mantenimiento 31
9. CONEXIÓN DE EQUIPOS Y REDES NUEVAS DE PARTICULARES 31
10. COMUNICACIONES PARA COORDINACIÓN DE TRABAJOS ELÉCTRICOS 32
11. CALIDAD DEL SERVICIO 33
12. ANEXO 33
13. CONTROL DE CAMBIOS 34

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG en el "Reglamento de Distribución de Energía eléctrica" – resolución CREG 070 de 1998, en el artículo 5.5.1 define que todas las empresas deberán tener un Manual de Operación, el cual deberá contener procedimientos detallados en materia de: Coordinación, supervisión y control del sistema del OR, ejecución de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño de los STR'S y/o SDL´S.

El objeto principal de este documento es unificar criterios de manejo y operación, describiendo información necesaria para realizar tareas operativas y administrativas. Lo anterior con fin de orientar a los operadores de ENERGUAVIARE SA ESP (subestaciones, redes, y el centro de control) de diferentes niveles de tensión, sobre las metodologías operativas de mayor relevancia consistentes en el planeamiento y supervisión de la operación.

Este documento será fuente de referencia para la toma de decisiones e interpretación de los eventos relacionados con fallas en elementos de subestaciones, circuitos de transmisión, subtransmisión y distribución.

Se determinan responsabilidades y responsables de las diferentes tareas, se identifican los mecanismos paso a paso para responder con seguridad ante cualquier evento que se pueda presentar.

Dando así cumplimiento del aspecto regulatorio expedido por la CREG, implementando una operación segura, confiable y continua en los activos pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional STN.

2. OBJETIVOS

- Definir procedimientos y consignas operativas de referencia ante condiciones normales y de contingencia que garanticen una operación segura, confiable y económica del Sistema de Distribución Local (SDL).

- Establecer criterios y procedimientos que se deben seguir juntamente con el Centro de Control para realizar la coordinación de la operación del Sistema de Transmisión Regional (STR) de manera eficaz y eficiente.
- Establecer los procesos y requerimientos para efectuar el planeamiento operativo a corto y mediano plazo del Sistema de Distribución Local (SDL), teniendo en cuenta los indicadores de calidad del servicio definidos por la resolución CREG 015 del 2018.
- Establecer la información operativa que se debe intercambiar entre los diferentes agentes y el Centro de Control.
- Establecer condiciones operativas para la conexión de nuevas instalaciones o equipos particulares y/o propios al sistema de distribución de ENERGUAVIARE SA ESP.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

3. ALCANCE

El manual de operaciones es aplicable en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL) con niveles de tensión de 115 kV, 34.5 kV y 13,2 kV, operados por los comercializadores, los usuarios del SDL, a los contratistas, particulares y responsables del alumbrado público.

4. DEFINICIONES

4.1. Definiciones generales:

- **Centro de Control:** Se entiende como Centro de Control, un Centro Regional de Despacho (CRD) o un Centro Local de Distribución (CLD), según el caso.
- **Centro Nacional de Despacho (CND-XM):** Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. También es el encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de los equipos, con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del CND.
- **Código de red:** Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la CREG a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el STN de acuerdo con lo establecido en la ley 143 de 1994.
- **Código de Distribución:** Conjunto de principios, normas, estándares y procedimientos aplicables a los operadores y usuarios de los sistemas de distribución, el cual es expedido por la CREG, con el fin de permitir el desarrollo, mantenimiento y operación en forma coordinada y eficiente de todos los sistemas de distribución.
- **Comercializador:** Actividad que consiste en la comercialización de la energía eléctrica (La empresa vende la electricidad al consumidor final)
- **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el sistema de potencia colombiano, que incluye las centrales generadoras hidráulicas y térmicas, las subestaciones, las líneas de interconexión y todos los demás elementos de cada una de las empresas de las regiones del país que operan a tensiones iguales o mayores de 220kV.
- **Sistema de Transmisión Regional (STR):** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones Menores de 220kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.
- **Sistema de Distribución Local (SDL):** Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 115kV. Y que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal o local.
- **Sistema:** Es el conjunto de elementos eléctricos que conforman el sistema de potencia atendido por subestaciones y elementos del área de jurisdicción, en los niveles de 115, 34.5 y 13.8kV.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- **Subestación:** Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia. Es un nodo del sistema que está interconectado con los demás nodos, mediante líneas y que por su diseño permite modificar la topología o conectividad de toda la red.
- **Campo -Bahía o Módulo:** Es el conjunto de equipos de potencia que al ser operados manual o automáticamente (ante consignas o ante fallas) modifican en la Subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acopladores de barras, bancos de condensadores, etc.
- **Equipos de Maniobra:** Son los equipos eléctricos de potencia (Interruptores, seccionadores de barras, seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra), que, al ser operados, conectan o desconectan los campos en la Subestación.
- **Equipos de Medida:** Conjunto de transformadores de medida, medidores y el cableado necesario para un punto de conexión.
- **Eventos no programados**: Según la CREG son aquellos eventos que ocurren súbitamente y causan un efecto operacional en el Sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.
- **Eventos programados:** Son aquellos eventos planeados por el OR que causan un efecto operacional en el Sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.
- **Frontera comercial:** Se da entre el comercializador o el OR y el usuario en el punto de conexión del equipo de medida, este permite responsabilizar al usuario por los consumos y riesgos operativos inherentes a su red interna.
- **Instalaciones o Red interna:** Conjunto de equipos, accesorios y redes que integran el sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble aguas abajo del medidor.
- **Medidor:** Equipo que mide los consumos de energía activa y/o reactiva.
- **Acometida:** Rama o derivación de la red local del servicio de energía que llega hasta el registro de corte (medidor) del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las Unidades inmobiliarias cerradas, la acometida llega hasta el registro de corte general
- **Empresas del Sistema Eléctrico Regional:** Corresponden a las Empresas del Guaviare dedicadas a la generación, transmisión y distribución de en energía eléctrica, entre ellas ENERGUAVIARE.
- **Barraje:** Es el conjunto de elementos (conductores, barras, Conectores y aisladores) instalados rígidamente y que sirven de nodo de enlace de los campos de la Subestación. Un barraje puede ser principal, de reserva o de transferencia.
- **Circuito Eléctrico:** Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobre corrientes. No se toman los cableados Internos de equipos como circuitos. Para efecto de este manual se define como 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 geográfica específica. Cuando de un circuito se despliegan ramas, cada rama se considera un circuito.
- **Circuito o Línea:** Es el conjunto de torres, terna de conductores, aisladores y accesorios que conectan dos subestaciones del sistema.
- **Interruptor:** Es el elemento o equipo eléctrico que puede operar (abrir o cerrar) bajo carga o falla y que es el responsable inmediato del estado de conexión del campo. Dispositivo para abrir y cerrar o para conmutar la conexión de un circuito, cumple funciones de control y no de protección.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- **Reconectador:** Es un elemento o equipo eléctrico que puede operar (abrir o cerrar) bajo carga o falla y que de acuerdo con su disposición puede afectar la configuración de la red y con base en sus ajustes puede realizar re-cierre sobre la línea o circuito implícito; teniendo como limítrofe la corriente de cortocircuito.
- **Seccionador:** Es el elemento o equipo eléctrico que al ser operado permite tener certeza de la apertura de un circuito mediante una confirmación visual. Está diseñado para operar sin carga. Normalmente está asociado a un Interruptor de manera que permita aislarlo eléctricamente. Además, está conectado a un barraje o a un circuito.
- **Niveles 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 según la CREG:
    - Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.
    - Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.
    - Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
    - Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
- **Punto de conexión:** Punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR y/o SDL cuyo propósito es transferir energía eléctrica entre las partes.
- **Punto de medición:** Es el punto de conexión eléctrico en el cual se encuentra conectado el circuito primario del transformador de corriente (CT), en caso del nivel de tensión 1 este punto de conexión se hace en bornes del medidor.
- **Activos de conexión:** Es todo aquel activo que se requiera para que un generador, usuario u otro transmisor, se conecte físicamente al STN, STR o a un SDL.
- **Consignación de equipos:** Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o parte de ella para mantenimiento y/o corrección de una falla. Conjunto de operaciones destinadas a abrir, bloquear y formalizar la intervención sobre un circuito.
- **Consignación Nacional:** Es el nombre que se da al conjunto de operaciones destinadas a abrir, bloquear y formalizar la intervención de los equipos del Sistema de Transmisión Regional.
- **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o cuando limitan la atención de la demanda.
- **Consignación Local:** Es el nombre que se da al conjunto de operaciones destinadas a abrir, bloquear y formalizar la intervención de los equipos del Sistema de Distribución Local (SDL), cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de líneas de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SDL, o cuando limitan la atención de la demanda local.
- **Mantenimiento Forzado:** Conjunto de acciones o procedimientos que se efectúan cuando ocurre un daño en un circuito y/o equipo, que obliga a trabajar de inmediato sobre él para restablecer el servicio a un sector de la población, para evitar un daño inminente de equipos o propiedades o para evitar un posible daño de la red que ocasionaría mayores perjuicios.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- **Mantenimiento Programado:** Conjunto de acciones o procedimientos que se efectúan para realizar trabajos en una línea, circuito o equipo que han sido planeados con anterioridad y así evitar un posible daño de la red que ocasionaría mayores perjuicios.
- **Evento:** Situación que causa la indisponibilidad parcial o total del activo de uso de los STR o SDL.
- **OR:** Operador de Red. Persona encargada de la planeación de la expansión, inversión, operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN.
- **Hojas De Vida:** En este documento debe estar consignada toda la información necesaria de los equipos y redes, al diseñar el formato se han tenido en cuenta: Formato general para todos los equipo y redes de fácil consulta. Contiene información del fabricante y del proveedor. Detalla fecha de vencimiento y garantías.
- **Unidad Terminal Remota:** Corresponde a los equipos de Hardware y cableados que permiten la supervisión y control de los equipos asociados a las plantas, subestaciones y líneas del Sistema Eléctrico Regional y los puntos de frentera con el SIN.

4.2. Definiciones sobre el estado de los equipos

- **Consignación normal:** Cuando el equipo, instalación o línea consignada sea retirado del servicio, sin posibilidad de ser operado durante el tiempo que dura la consignación.
- **Pértiga:** Es un tubo telescópico de material aislante dotado de una grapa que permite la conexión a la catenaria. A esta grapa va unido un cable que posibilita cortocircuitar la línea con el carril. Se utiliza como medio de seguridad para contrarrestar cualquier puesta en tensión accidental de la línea mientras se esté trabajando en ella.
- **Consignación especial**: Cuando el equipo, instalación o línea consignada requiere ser operada durante el tiempo de consignación con el fin de realizar pruebas de chequeo. Estas se pueden efectuar bajo normas de seguridad muy específicas y a entera responsabilidad del jefe de trabajo.
- **Consignación para equipos energizados:** Cuando se realice mantenimiento o trabajos en equipos o líneas energizadas (en vivo o en caliente).
- **Consignación de emergencia:** En caso de estricta emergencia que demande reparaciones urgentes o riesgo a personas se podrá omitir el trámite previo de solicitud de autorización de trabajo y permiso de consignación; pero como norma de seguridad, se debe consignar la instalación o equipo antes de iniciar la reparación. La consignación se hará durante o después de la ejecución de los trabajos. Para estos casos, quien solicita la consignación será el encargado de la zona o el jefe del grupo de trabajo previa confirmación del daño por reparar. En caso grave en donde exista peligro de electrocución o daño de equipos, por caída de líneas energizadas, por incendio u otros, cualquier funcionario de la empresa o persona particular, podrá solicitar la suspensión del servicio, previa identificación completa y haciendo claridad sobre los hechos. Quien proceda a consignar anotará e informará al jefe correspondiente o superior inmediato el caso sucedido, llenando y colocando un mensaje de no operar en el sistema de mando del Interruptor de la instalación o equipo consignado. En general toda consignación deberá de estar acompañada del respectivo mensaje en el despliegue de la Subestación o circuito donde se está realizando el trabajo.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- **Equipo Bajo Consignación:** Es una instalación que se encuentra fuera de servicio y que se ha retirado del aprovechamiento comercial para someterla a revisión o mantenimiento. La instalación queda a cargo de un "funcionario responsable de la consigna", quien será la única persona autorizada para retornar al servicio, la instalación y equipos consignados.
- **Equipo Disponible:** Es una instalación que en cualquier momento puede ser conectada al sistema. Normalmente se hace esta referencia cuando la instalación se encuentra fuera de servicio.
- **Equipo Indisponible:** Es una instalación que se encuentra fuera de servicio, bajo consignación y que no puede ser conectada al Sistema, debido a falla propia o ejecución de mantenimiento sobre ella.
- **Equipo en Servicio:** Es una Instalación que se encuentra con tensión en sus dos extremos y en condiciones de transportar energía.
- **Equipo Fuera de Servicio:** Es aquella instalación que se encuentra desconectada del sistema, ya sea por consigna de operación o de mantenimiento.
- **Equipo Bajo Tensión (en vacío):** Instalación bajo tensión y que por su estado de conectividad o el de sus elementos aledaños no se encuentra transportando energía.
- **Equipo Aterrizado:** Instalación que por medio de los seccionadores de puesta tierra, tierras portátiles u otro medio, se encuentra conectado a tierra.
- **Equipo Sin Tierras:** Es aquella instalación o equipo totalmente desprovisto de cualquier conexión a tierra; la certificación de este hecho requiere que la persona que lo haga verifique en forma visual y directa que efectivamente se han retirado todas las puestas a tierra.

4.3. Definiciones a cerca de Maniobras

- **Retirar Tierras:** Es la acción de desconectar todas y cada una de las puestas a tierra que tenga una instalación. La persona que efectúe esta operación lo hará sólo bajo solicitud expresa del centro del control y/o el profesional de redes y deberá verificar que la instalación quede sin tierras.
- **Preparar un Campo:** Es colocar en disponibilidad un campo o instalación, cerrando los seccionadores asociados a dicho campo. Para ejecutar esta maniobra se requiere verificar que el campo esté sin tierras, luego de verificar lo anterior, se procede a cerrar los seccionadores de barras y de línea asociados al campo, de acuerdo con la solicitud expresa del Centro de Control respectivo.
- **Energizar un circuito o instalación**: Es poner bajo tensión el circuito desde uno cualquiera de sus extremos. Antes de ejecutar esta maniobra, debe verificarse que:
  - El circuito esté SIN TIERRAS.
  - El campo esté preparado.

Después de efectuadas las acciones anteriores y solo bajo solicitud expresa de la División Operación y Mantenimiento, el Ingeniero encargado del mantenimiento y/o el Centro de Control, se puede energizar la instalación.

- **Sincronizar un Circuito o Instalación:** Es la puesta en paralelo de dos Sistemas Eléctricos que se encuentran aislados eléctricamente entre sí, y que operan desfasados en frecuencia y voltaje. Antes de ejecutar esta maniobra, debe verificarse que:
  - Los voltajes sean iguales o con una diferencia permitida
  - Las frecuencias sean iguales.
  - La diferencia en ángulos de fase sea cero.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

Esta verificación debe efectuarse con los instrumentos apropiados sin cronoscopio), luego de lo cual, y bajo solicitud expresa de la División de Operación y Mantenimiento, puede efectuarse la maniobra.

4.4. Definición del personal de Operación

- **Orden de trabajo:** (solicitud orden de trabajo): Es el documento a través del cual se lleva control del trabajo de mantenimiento preventivo y correctivo programado y se contabilizan los costos ocasionados por el mismo.
- **División de Operación y Mantenimiento:** Son los funcionarios responsables de tomar las decisiones de maniobras a ejecutar, en el Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Distribución Local - SDL.
- **Operador de Turno:** Es la persona que tiene bajo su responsabilidad la operación, control y mando de todos los equipos e instalaciones en la Subestación o micro central (planta diésel) del Sistema Eléctrico de ENERGUAVIARE, donde en determinado momento le corresponda su turno.
- **Operador de Centro de Control:** Es la persona que tiene bajo su responsabilidad de realizar la coordinación de todas las maniobras del Sistema Eléctrico de ENERGUAVIARE, e interactuar con los diferentes entes relacionados con dichas operaciones, cuando le corresponda su turno.
-

5. GENERALIDADES

5.1. Reglas de Oro

En general, siempre que se trabaje en líneas desenergizadas o líneas sin tensión, se deben cumplir las siguientes “Reglas de Oro”:

- **Primera regla:** Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
- **Segunda regla:** Bloqueo de los aparatos de corte o seccionamiento e instalación de su respectiva señalización.
- **Tercera regla:** Comprobación de ausencia de tensión.
- **Cuarta regla:** Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las fuentes posibles de tensión.
- **Quinta regla:** Señalización de la zona de trabajo.

5.2. Normas de Seguridad

Las intervenciones que se hacen al sistema eléctrico se ejecutan en circuitos des energizados EN NIVEL DE TENSION IV-III-II-I, circuitos energizados de nivel de tensión I y a distancia circuitos con tensión II, los cuales son ejecutados por personal capacitado y habilitado por la Empresa, cumpliendo los siguientes protocolos de seguridad para evitar los accidentes:

⇒ Antes de trasladarse el personal al sitio de trabajo debe realizarse una inspección diaria de los elementos de protección personal y protección contra caídas.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

⇒ Toda labor exige una planeación de las actividades a ejecutar, en la que se incluye la identificación de los elementos de protección personal necesarios para realizar las actividades establecidas en las ordenes de trabajo. Todo esto es consignado en la lista de verificación de EPP.

⇒ Solicitar consignación del equipo o circuito donde se va a trabajar a través del formato de comunicaciones.

⇒ Delimitar y señalizar el área de trabajo incluyendo la protección a peatones y vehículos.

⇒ Cumplimiento de procedimientos operativos:

- En caso que los trabajos se realicen en CIRCUITOS DESENERGIZADOS se deberán CUMPLIR las cinco reglas de oro.
- En caso que los trabajos se realicen en CERCANÍA A PARTES ENERGIZADAS, el personal deberá mantener las distancias de seguridad a la zona de peligro definidas en el RETIE:

Tensión nominal entre fases (V)	Distancia mínima
Hasta 1.000	80 cm
Entre 7.600 y 13.800	95 cm
Entre 33.000 y 34.500	1,1 m
De 44.000	1,2 m
Entre 57.500 y 66.000	1,4 m
Entre 110.000 y 115.000	1,80 m
Entre 220.000 y 230.000	2,80 m
De 500.000	5,5 m

- Cuando se trabajan en líneas o redes cercanas a circuitos energizados (que se cruzan o son paralelos) y no se garanticen las distancias mínimas establecidas, se suspende el servicio en el circuito mencionado y se siguen las reglas de oro.
- La distancia que se debe respetar respecto a la zona de peligro es la que exista entre ésta y el punto de su cuerpo (u objeto que porte) más cercano a ella.

5.2.1. Seguridad Operativa.

En subestaciones:

- Todos los equipos de patio y sala de operación y control deberán estar debidamente identificados por su nombre y nomenclatura establecida.

- En todas las subestaciones se identificarán los barrajes con su respectiva secuencia de fases.
- Todos los elementos de señalización sonora y visual deberán estar operativos.
- En cada subestación deberá permanecer un manual básico de interpretación y operación de los relés de protección y los equipos de multifuncionales.
- En cada subestación existirá un diagrama unifilar de 1.20x0.8 metros sobre la pared del centro de control.
- De cada subestación se mantendrá actualizados todos los planos de control y potencia de los diferentes equipos. Una copia debe reposar en la subestación.
- Las subestaciones deberán estar dotadas de sistemas de iluminación de emergencia.
- Las subestaciones mantendrán operativos los sistemas de comunicaciones tanto de voz como de datos.
- Se debe garantizas que los servicios auxiliares principales y alternos se mantengan operativos.
- Todos los equipos de las subestaciones deberán mantenerse operativos.
- Los transformadores de potencia estarán separados entre si por un muro rompe fuegos o en su defecto sistemas contraincendios.
- En las subestaciones se mantendrán en buen estado todos los elementos de accionamiento mecánico requeridos para la operación de los equipos.
- No se debe fomentar ni permitir la presencia de mascotas dentro de las subestaciones.

En las redes de distribución

- Todos los puntos de maniobra deberán estar identificados por parte del personal que realizara la actividad.
- Todos los equipos sobre la red deben mantenerse operativos y debidamente identificados en el sistema SPARD.
- Todas las salidas de circuitos en las subestaciones deberán estar identificadas y legibles desde el piso.

5.2.2. Seguridad industrial

- En cada subestación deberán existir equipos de extinción de fuego causado por equipos eléctricos.
- En cada subestación deberán permanecer en buen estado los elementos de seguridad personal, tales como guantes casco, botas, capa, linterna, pértiga.
- En cada subestación deberá mantenerse en botiquín de primeros auxilios y una camilla acondicionada para transporte de accidentados.
- Todo el personal que ejecute trabajo sobre las redes o equipos de las subestaciones deberán usar sus elementos de protección personal, herramientas y equipos adecuados.
- En todo caso se deberá cumplir con las normas de seguridad establecidas por la empresa.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

5.3. Actividades y responsables de la operación.

5.3.1. Ingeniero Redes y Subestaciones

La función principal del Ingeniero es mantener permanentemente preparado y capacitado al personal operativo, en sus distintos niveles de desempeño eficientemente del cargo tanto de operación normal como en situaciones de emergencia o falla que se puedan presentar.

Cuando ocurran fallas en los equipos o instalaciones, el Ingeniero deberá conocer cómo se presentaron, la forma en que fueron resueltas, analizar las medidas tomadas y calificar si fueron adecuadas y concordantes con las instrucciones establecidas. Difundir el análisis y los resultados de cada falla con el resto del personal de operación para reforzar, uniformar y mejorar los procedimientos por aplicar en situaciones similares.

En casos de errores de maniobra, el Ingeniero debe investigar las causas que condujeron a cometerlo con objetivo de corregir la situación, para evitar que se repita.

Debe mantener un programa de entrenamiento y capacitación permanente y sistemática a todo el personal para optimizar el trabajo que realizan y elaborar planes de procedimientos que el personal de operación deberá conocer y aplicar en cada una de las situaciones de emergencia:

Dentro de las funciones principales del cargo del ingeniero del Centro de Control y Maniobras (Profesional 02 de subestaciones) esta:

a) Conocer el programa de equipos e instalaciones.
b) Controlar que los equipos e instalaciones se operen dentro de los valores normales de diseño, respetando las limitaciones cuando existan, en función de la calidad y seguridad del servicio. Además, se deberá preocupar que los equipos y las instalaciones se usen bajo el concepto de mejor rendimiento.
c) Establecer un programa de capacitación y entrenamiento permanente y sistemático para lograr el mejor desempeño del personal en el trabajo.
d) Apoyar al personal de operación, en todos sus niveles, mediante instrucciones de operación, guías de maniobra y demás.
e) En situaciones especiales o en emergencias, debe dar las indicaciones que estime pertinentes, especialmente si ellas no están incluidas en instructivos de operación.

5.3.2. Funciones del operador del centro de control y maniobras

El operador del centro de control es la persona que tiene bajo su responsabilidad la operación, control y mando de todos los equipos e instalaciones de la subestación y en las líneas, disponibles para transmitir energía eléctrica. Es la única persona con autoridad para ejecutar o dirigir maniobras en los equipos en servicio. El personal auxiliar deberá maniobrar los equipos por indicación del operador o en cumplimiento de instrucciones previamente establecidas.

El operador de turno debe tener acceso al sistema de gestor de Maniobras y Cuadrillas percibidos en el por usuarios afectados a través del IVR, para el cumplimiento de sus actividades básicas e indelegables de conocer, coordinar y autorizar las maniobras requeridas para la operación en las redes de distribución, así mismo maniobrar de

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

manera telemática los cierres de los equipos en cabeceras y de línea cuando sea necesario. s circuitos de tensión con las personas que dependen funcionalmente de él para cumplir con el programa asignado.

El operador de turno debe coordinar las maniobras de operación en las redes y subestaciones con las personas que dependen funcionalmente de él para cumplir con el programa asignado.

Las personas que presten colaboración en casos de anormalidad o falla deberán actuar solamente en aquellas funciones o tareas que el operador le indique.

Las personas que realicen maniobras en puntos alejados sean o no de la actividad de operación, deberán proceder en todo momento bajo la dirección y por instrucciones del operador de turno.

El operador debe tener una visión completa de la instalación y de los equipos que la integran, para aplicar correctamente las instrucciones que rigen su funcionamiento atendiendo las finalidades del servicio.

Debe cumplir las instrucciones siempre y que no excedan o sobrepasen la capacidad de los equipos e instalaciones, se contrapongan a las normas generales de la operación establecidas en el Manual de operación, o las instrucciones particulares, contenidas en las Ordenes de Trabajo y el **Manual de intervenciones en la red**, donde se establecen procedimientos a seguir cuando se realicen maniobras en las redes eléctricas.

Para cumplir su labor, el operador deberá estar permanentemente preparado y capacitado para operar los equipos e instalaciones en condiciones normales de servicio, resolver satisfactoriamente las anormalidades que se presenten, y salvar con éxito situaciones de emergencia o fallas que ocurran durante el servicio.

Cuando el Operador requiera ayuda, deberá plantear su necesidad al Ingeniero o quien lo reemplace. En situaciones excepcionales especialmente si no están establecidas en instrucciones locales, es preferible que el Ingeniero, asuma la responsabilidad de dar las instrucciones que se requieran para resolver la situación presentada.

Las principales funciones de los operadores son:

a) Cumplir el programa asignado.
b) Utilizar los recursos en forma eficiente, aprovechando el mejor rendimiento de los equipos.
c) Informar oportunamente al Supervisor de Operación de redes de cualquier inconveniente que impida cumplir el programa asignado. También debe informar anticipadamente los cambios que sean necesarios para resolver situaciones de emergencia, falla o de fuerza mayor.
d) Operar y controlar los equipos e instalaciones teniendo presente la seguridad de las personas, el equipo y el servicio.
e) Tomar decisiones adecuadas y oportunas, en casos de anormalidades o fallas, para reducir o evitar daños a los equipos o instalaciones y resguardar la continuidad el servicio.
f) Recoger la información de alarmas y protecciones operadas y toma las medidas adecuadas para resolver la situación.
g) Tomar registro de las anormalidades o fallas que afecten los equipos e instalaciones de la subestación y las debe informar oportunamente al Ingeniero de subestaciones.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

h) Decide y ejecuta las maniobras necesarias para superar la situación de anormalidad, falla o emergencia.
i) Ejecuta maniobras que se requieran para aislar o detener el equipo afectado por anormalidad o falla.
j) En situaciones especiales, no consideradas en instrucciones o que se escapan a su competencia, solicita instrucciones al Ingeniero de subestaciones.
k) Entregar los equipos e instalaciones, previamente autorizados, para el mantenimiento o reparación.
l) Coordina, Dirige o Ejecuta las maniobras necesarias para retirar de servicio los equipos que serán entregados al mantenimiento.
m) Mantiene y Respeta los bloqueos y las inmovilizaciones de los elementos y equipos, que el personal de mantenimiento ha pedido como condiciones para ejecutar el trabajo.
n) Controla que los equipos o elementos que puedan significar un riesgo de energización accidental sobre el resto de la instalación en servicio queden bloqueados con candado, inmovilizados y señalizados.
o) Dirige o Ejecuta las maniobras necesarias para hacer pruebas experimentales, cuando el jefe de mantenimiento lo requiera. En este caso deberá verificar que el o los bloqueos que se levantan no afecten a otras faenas comprometidas.
p) Recibir el equipo o instalación una vez terminado el trabajo de mantenimiento o reparación.
q) Comprueba o verifica, por los medios a su alcance, que el jefe de Mantenimiento ha retirado los bloqueos, inmovilizaciones y elementos de desenergización para realizar la faena, que son de su exclusiva competencia y responsabilidad colocarlos y retirarlos.

5.4. Cambio de turno

La entrega y recepción del turno de operación, que normalmente se denomina “Cambio de Turno” permite asegurar la continuidad del servicio de energía mediante el cambio de turno, el personal de operación entrega y recibe la responsabilidad y el control de los equipos instalados en explotación comercial. Por la importancia y alcance que tiene el cambio de turno, este acto se deberá efectuar bajo una cierta formalidad que simbolice la seriedad y validez de esta acción. Lo más importante del cambio de turno radica en la entrega formal y completa de la información relacionada con la operación y el estado de los equipos e instalaciones de la Subestación y el centro de control. Esto exige una fluida y adecuada comunicación entre las personas que participan.
La información y las novedades de turno se deberán comunicar con un lenguaje claro y preciso, usando los términos adecuados y apropiados de manera que el traspaso de información sea completo, claro y preciso.
Las principales novedades que se deben comunicar, y que se deben registrar en la bitácora:

- Condiciones de operación de los equipos en servicio o disponibles para él, señalando las limitaciones cuando existan.
- Nuevas instrucciones de operación, modificaciones o anuladas.
- Anomalías ocurridas durante el servicio, y la forma en que fueron abordadas y resueltas.
- Indisponibilidad de equipos o instalaciones para el servicio debido a fallas o intervención por mantenimiento.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- Calidad y estado de las vías de comunicación.
- Solicitudes de desconexión y permisos de trabajo vigentes, en trámite o con plazo vencido.
- Modificaciones o limitaciones en los equipos o instalaciones que afecten la continuidad del servicio.
- Cambios o reemplazos producidos en el personal de operación.

5.4.1. Formalidades del cambio de turno

Durante el cambio de turno es improcedente que el personal que ingresa al turno realice funciones que competen al personal que está en turno. El personal que ingresa al turno asume plenamente la responsabilidad de él, al momento de firmar la bitácora de novedades. A partir de ese instante el personal que entrega el turno queda relevado de sus funciones y se puede retirar. Es importante aclarar que, en situaciones de falla coincidentes con el cambio de turno, el personal que está en turno deberá seguir en su cargo hasta que la anormalidad o falla quede superada. Además, tiene la obligación de dejar preparado el respectivo informe de falla. Aun cuando no es necesario anotar la hora efectiva del cambio de turno en la bitácora de novedades, será conveniente registrarla cuando ocurran fallas coincidentes con el cambio de turno para precisar las responsabilidades que corresponden.

Responsabilidades del operador que entrega el turno

- Tiene la obligación de informar en detalle las novedades ocurridas, en su turno y en el turno anterior, señalando los libros o documentos donde ha quedado registrada esta información. Especial importancia tienen las novedades relacionadas con limitaciones o condiciones que tiene la instalación y las medidas especiales de precaución que se deben tomar o adoptar para la adecuada operación.
- Se deberá preocupar de dejar anotadas en la bitácora todas las anomalías ocurridas durante su turno en forma clara y precisa.
- Deberá informar a su sucesor la causa y justificación de las alarmas y protecciones que estén operadas, señalando el motivo de ellas.
- El operador que entrega el turno deberá comprobar, por los medios a su alcance, que el personal que ingresa al turno esté en condiciones, físicas y síquicas, aceptables para tomar a su cargo el turno de operación. Por ningún motivo deberá hacer entrega del turno cuando ellas sean evidentemente inadecuadas.
- Deberá mantener en forma ordenada y en grupos separados, las solicitudes de desconexión y los permisos de trabajo vigentes o en trámite.

Responsabilidades del operador que recibe el turno

El operador que recibe el turno deberá informarse cabalmente de las novedades ocurridas en la operación durante todo el tiempo que ha estado fuera de turno, para lo cual deberá proceder en la siguiente forma:

- Leer la bitácora en donde se registran las novedades, a lo menos los dos últimos turnos, para conocer lo ocurrido en la operación de la subestación. Consultar y aclarar las dudas sobre lo allí anotado.
- Tomar conocimiento de las solicitudes de desconexión y de los permisos de trabajo vigentes y en trámite.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- Revisar los cuadros de alarmas y relés de protección, especialmente de los equipos en servicio, requiriendo información sobre aquellos que estén operados.
- Firmar la bitácora en señal que recibe conforme la información relevante de la operación y que asume desde ese instante la responsabilidad del turno.
- Una vez recibido el turno, continuar con la revisión en detalle de la información anotada en el libro de anomalías y otros registros establecidos en cada anotación.
- Siempre que sea posible, se recomienda que el operador que entra al turno haga un recorrido por las instalaciones para observar en terreno el estado de los equipos, estén o no en servicio.

5.5. Preservación de activos pertenecientes a terceros

Activos o Redes de Uso General; son aquellas que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas (usuarios del servicio de energía eléctrica) que no forman parte de Acometidas o de Instalaciones Internas de usuarios que no son propiedad de la empresa sino de un tercero.
Un propietario de redes de este tipo tiene las siguientes opciones:

- Convertirse en un OR.
- Venderlos.
- Conservar su propiedad y ser remunerado por el OR que los use.

En caso de que el propietario de las redes decida conservar la propiedad sobre los activos, resulta pertinente precisar que la empresa, además de estar obligada a remunerar al propietario, es responsable por la administración, operación y mantenimiento de dichos activos.
Cuando un OR utiliza activos de terceros, está en la obligación de remunerar a los propietarios de dichos activos. El OR que utilice los activos de terceros que sean Redes de Uso General es el responsable por la administración, operación y mantenimiento. La remuneración consiste en el pago de una anualidad equivalente, calculada como el menor valor entre el costo medio reconocido para el STR y/o SDL respectivo en el nivel de tensión correspondiente y el costo medio de la instalación utilizada a su máxima capacidad.
La periodicidad de los pagos que efectúe el OR a un tercero podrá ser acordada entre las partes sin que tal periodicidad exceda a un año calendario. Los pagos se realizarán en proporción al tiempo en que estos activos han estado en operación.

Los activos de suplencia a un Usuario se consideran como Activos de Conexión del respectivo Usuario.

En el evento que sea necesario realizar la reposición de Redes de terceros que sean de Uso General, la obligación en primera instancia es del propietario correspondiente, sin embargo, si éste no hace la reposición oportunamente, el OR que está siendo remunerado por dicho activo, deberá realizarla y ajustará la remuneración al tercero, de acuerdo con la reposición efectuada.

La entrega de las redes de uso general propiedad de un tercero, a la empresa de servicios públicos, en ningún caso podrá ser a título gratuito. Por lo tanto, ante la eventualidad que una empresa exija al propietario de redes de uso general la transferencia de la propiedad de estas de manera gratuita, este hecho se constituiría en una violación de la regulación vigente; y en todo caso, como ya se ha dicho, el

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

propietario tendría la facultad de solicitar le sea pagado el correspondiente valor del activo.

Sí un usuario es propietario del transformador con el que se conecta a la red de media tensión, al igual que de la red de baja tensión que lleva la energía desde el transformador hasta su domicilio, debe pagar el cargo por distribución de la red solo a partir del nivel de tensión donde se conecta dicho transformador. Si el usuario es dueño solamente del transformador o de la red de baja tensión, tiene derecho a que se le reconozca la mitad del cargo de conexión del Nivel de Tensión 1, hasta el nivel de tensión donde se conecta su activo (es decir la mitad del beneficio). Esta disminución se verá reflejada en la factura del servicio.

Para lograr este reconocimiento, el usuario propietario deberá demostrar la propiedad de los activos correspondientes (transformador y red de baja tensión), presentando la documentación a que haya lugar ante la empresa que le facture el servicio.

En el evento en que las empresas consideren insuficientes las pruebas aportadas para demostrar la propiedad de sus activos, el usuario, si tiene razones de inconformidad, puede recurrir la decisión ante la gerencia de la empresa y apelar ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

6. SUPERVISIÓN DEL SISTEMA

El Centro de Control ubicado en la subestación de San José es el responsable de la operación y supervisión, coordinada en tiempo real del sistema eléctrico de ENERGUAVIARE.

Para llevar a cabo dichas funciones se cuenta con un equipo de operadores en subestaciones, un equipo de Ingenieros (eléctricos, electromecánicos, de sistemas, Industrial, etc), un equipo sistemático y de telecomunicación (SCADA, SPARD, SIEC) y una unidad operativa denominada turno de operación, que desempeñan sus funciones durante las 24 horas del día los 365 días del año.

Para asegurar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, a través del centro de control se emiten las instrucciones de operación, llámese suspensión, reconexión, posibles causas de fallas, posible ubicación y tipo de falla, etc. Adicionalmente desde el centro de control se gestiona la información que se recibe en tiempo real desde las otras subestaciones, los operarios de terreno y/o clientes o suscriptores en general.

Desde el centro de control ubicado en la subestación de San José se supervisa y controla todo el sistema eléctrico del departamento del Guaviare, algunos municipios y centros poblados del Meta.

Los elementos que monitorea el centro de control separados de acuerdo con el gabinete de control y protección de cada celda son:

Subestación San José:

- Control, supervisión y protección de bahía de la línea Granada – San José en 115 kV.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- Control, supervisión y protección de bahía de transformadores (TP1 y TP2), niveles de tensión (115/34.5/13.8) kV.
- En la celda de 13.8 kV se encuentra los equipos que miden la calidad de la potencia en el barraje y en las cabeceras de circuito, equipos de protección (reconectadores), el barraje esta seccionado en donde se encuentran los circuitos C1 y C2 alimentados por el transformador TP1, los circuitos C3, C4 y Concordia son alimentados por el transformador TP2.
- En la celda de 34.5 kV se encuentra los equipos que miden la calidad de la potencia en el barraje y cabeceras de circuito, equipos de protección (reconectadores), el barraje esta seccionado en donde se encuentran el circuito Calamar alimentado por el transformador TP1, los circuitos Boquerón, Retorno y Capricho son alimentados por el transformador TP2.
- El proceso de control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación se realiza de forma presencial en el cuarto de servicios auxiliares.
- En el patio de potencia se encuentra la supervisión de la flotación del voltaje a través del rectificador, cargador e inversor, las cuales cuenta con la redundancia del banco de baterías. Estas actividades se realizan de manera presencial en la celda del patio de potencia.

⇒ **Subestación Retorno**

- Control, supervisión y protección de bahía de la línea San José – Retorno en 34.5 kV.
- Control, supervisión y protección de bahía de transformadores (TP1 y TP2), niveles de tensión (34.5/13.8) kV.
- En la celda de 13.8 kV se encuentra los equipos que miden la calidad de la potencia en el barraje y cabeceras de circuito, equipos de protección (relés de sobre corriente y relés de protección de transformador), el barraje esta seccionado en donde se encuentran los circuitos CR1, CR2 urbanos alimentados por el transformador TP1, circuito Retorno – libertad (retorno rural) alimentado por el transformador TP2. Acople de barras K05
- El proceso de control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación se realiza de forma presencial en el cuarto de servicios auxiliares.

⇒ **Subestación Calamar**

- Control, supervisión y protección de bahía de la línea San José – Calamar en 34.5 kV.
- Control, supervisión y protección de bahía de transformadores (TP1 y TP2), niveles de tensión (34.5/13.8) kV.
- En la celda de 13.8 kV se encuentra los equipos que miden la calidad de la potencia en el barraje y cabeceras de circuito, equipos de protección (reconectadores), el barraje esta seccionado en donde se encuentra el circuito CCR1 (rural – urbano) alimentado por el transformador TP1, circuito CCR2 (Batallón – libertad) alimentado por el transformador TP2, la barra se encuentra seccionada por un seccionada monopolar.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- El proceso de control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación se realiza de forma presencial en el cuarto de servicios auxiliares.

⇒ **Subestación Capricho**

- Control, supervisión y protección de bahía de la línea San José – Capricho en 34.5 kV.
- Control, supervisión y protección de bahía de transformación, niveles de tensión (34.5/13.8) kV.
- En la celda de 13.8 kV se encuentra los equipos que miden la calidad de la potencia en el barraje y cabeceras de circuito, equipos de protección (reconectadores), en el cual se alimenta el circuito CCH1 (capricho urbano - rural) y circuito CCH2 (capricho rural tres tejas), las cuales se alimenta de un solo transformador de potencia.
- El proceso de control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación se realiza de forma presencial en el cuarto de servicios auxiliares.

⇒ **Subestación Boquerón**

- Control, supervisión y protección de bahía de la línea San José – Boquerón en 34.5 kV.
- Control, supervisión y protección de bahía de transformación, niveles de tensión (34.5/13.8) kV.
- En la celda de 13.8 kV se encuentra los equipos que miden la calidad de la potencia en el barraje, equipos de protección (reconectadores), en el cual se alimenta el circuito CBQ1 (circuito boquerón 1) y circuito CBQ2 (circuito boquerón 2), los cuales se alimentan de un solo transformador de potencia.
- El proceso de control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación se realiza de forma presencial en el cuarto de servicios auxiliares.

Todos los eventos, maniobras, trabajos ejecutados dentro de la subestación, ingreso de personal, ingreso y retiro de equipos deberán quedar registrados en la bitácora con fecha y hora.

6.1. Niveles de tensión

Se establecen los niveles de tensión de ENERGUAVIARE de acuerdo con la resolución CREG 70 del 28 de mayo de 1998 del cual se tiene:

- Nivel l 13.2 kV
- Nivel ll 34.5 kV
- Nivel lV 115 kV

Banda de error permitido de la frecuencia y magnitud de la tensión estacionaria (en condiciones normales de operación).

El código de operación incluido en el código de redes (Resolución CREG 025 de 1995 y aquellas que las modifiquen, complementen o sustituyan) establecen la frecuencia

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

nominal del SIN y su banda de operación, el control eficaz de esta corresponde al CND y a los generadores.

Las tensiones en condiciones de operación normal a 60 Hz tienen como límite inferior el 90% de la tensión nominal y como límite superior el 110% de la misma en régimen permanente.

Si se detecta algún punto por fuera de los niveles de tensión anteriormente establecidos se hará la respectiva gestión con el operador de la subestación, en el Centro de Control para ajustar nuevamente los niveles estipulados. Este nivel de tensión se debe garantizar a nivel de barras en las subestaciones. Si no se cumple con lo anterior se debe realizar un reporte en el cual se indiquen las causas.

6.2. Cargabilidad de circuitos

En circuitos se tendrá como referencia la carga máxima permitida por el conductor en caso de alimentadores. Esta no debe superar el 70 % de la capacidad térmica en condiciones “optimas”.

6.3. Cargabilidad de transformadores

En los transformadores de potencia en ningún caso se debe sobrecargar su capacidad nominal. La capacidad operativa de cada transformador estará determinada por las condiciones de funcionamiento dadas por el fabricante.

Dada alguna novedad que modifique la cargabilidad máxima permisible de algún transformador de potencia, se debe actualizar dicha información en el sistema de información técnica especificando el porcentaje máximo de cargabilidad de cada equipo.

Si se presenta alguna contingencia deben tenerse en cuenta la temperatura y refrigeración del equipo con el objetivo de minimizar el riesgo de vida útil de estos ni la operación del sistema.

Al presentarse armónicos se debe considerar la carga real que el transformador puede soportar cuando estos se presentan.

6.4. Mediciones

Las variables de medida que se requieran registrar del sistema de distribución (circuitos, barras y transformadores de potencia) serán las siguientes:

- Tensiones.
- Corrientes entre fases y fase-neutro.
- Potencias.
- Energías activas y reactivas.
- Factor de potencia.
- Otras variables (Corrientes de falla, u otra variable requerida por la subgerencia de distribución.).

Las anteriores mediciones serán realizadas por el operador de la subestación quien realizará el registrados y almacenados en sistemas de cómputo.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

La energía medida en la frontera será transferida por telemedida al centro de control y diariamente se entregarán al comercializador y demás usuarios que la requieran.

6.5. Frecuencia en el sistema

En condiciones normales de operación la frecuencia en el sistema podrá variar entre 59.8 y 60.2 Hz. En condiciones de falla, déficit energético y periodos de restablecimiento del servicio, la frecuencia puede oscilar entre 57.5 y 63 Hz por un periodo de quince (15) segundos.

En condiciones de falla donde se presente baja frecuencia, de acuerdo con el reglamento de operación se activará el esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia el cual debe cumplirse cabalmente. Estos eventos serán registrados para su análisis posterior.

6.1. Control de reactivos

El factor de potencia no debe alcanzar valores inferiores a 0.9, por lo tanto, deberá controlarse el flujo de reactivos. En caso contrario deben realizar los trabajos necesarios, instalación de equipos, maniobras o ajustes operativos que corrijan la anormalidad.

6.2. Disponibilidad operativa de equipos

Deberán mantenerse disponibles y en condiciones óptimas de funcionamiento todos los equipos de respaldo y equipos requeridos para la operación normal del sistema. En caso de presentarse fallas en los equipos se realizará las acciones operativas pertinentes para normalizar el servicio en el menor tiempo posible y se comunicará la situación al responsable.

Los responsables de los activos harán previsión del caso para mantener los recursos humanos y físicos disponibles que permitan agilidad en la atención de estos eventos.

6.6. Protocolo de comunicaciones

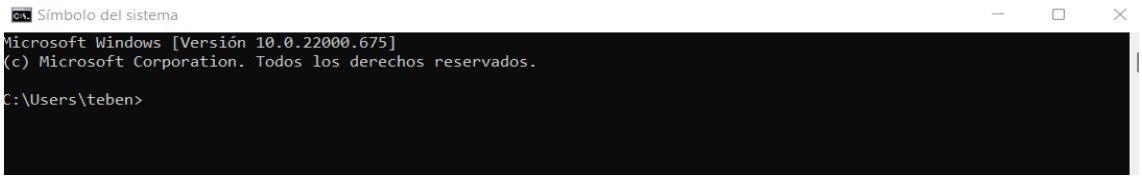
La supervisión del protocolo de comunicaciones es de gran importancia ya que me permite conocer el estado de la comunicación con los equipos telemedidos que se encuentran dentro de una subestación (equipos de calidad de la medida, relés, reconectadores), o fuera de la misma (reconectadores).

En esta sección se presentará la lógica del protocolo de comunicaciones, en diferentes aspectos:

- Estado de la comunicación entre un equipo que pertenece a la red:

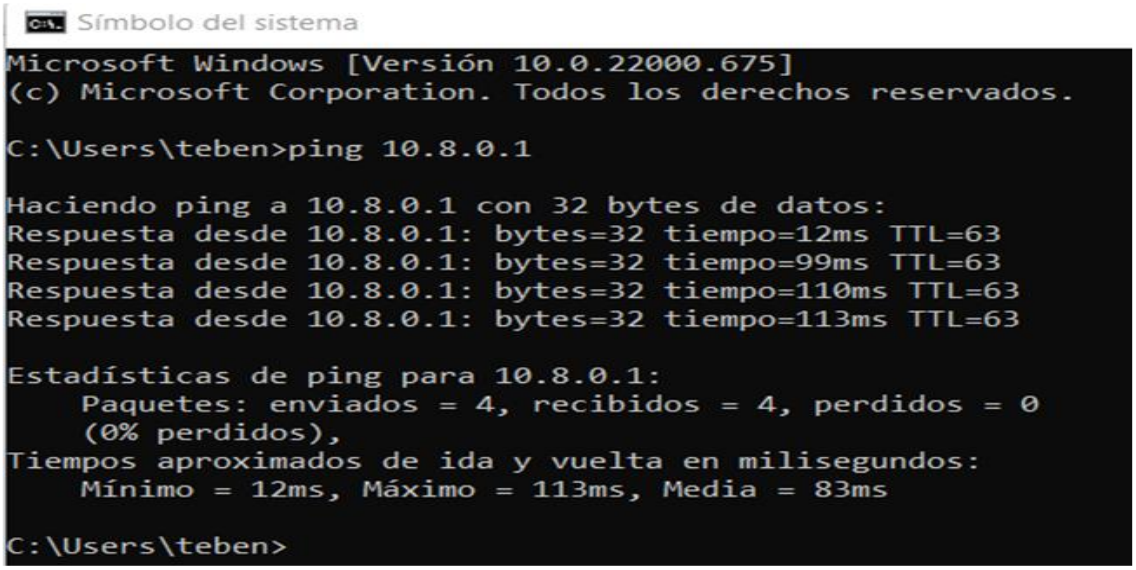
Lo primero que se debe realizar es abrir la app “símbolo del sistema” en el computador que se encuentre en la red del equipo:

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa



Ventana emergente del símbolo del sistema

Allí se digitará la dirección IP del equipo que se desea indagar, para ello haremos el ejercicio indagando el estado del servidor KARNAK VPN cuya dirección IP es 10.8.0.1.



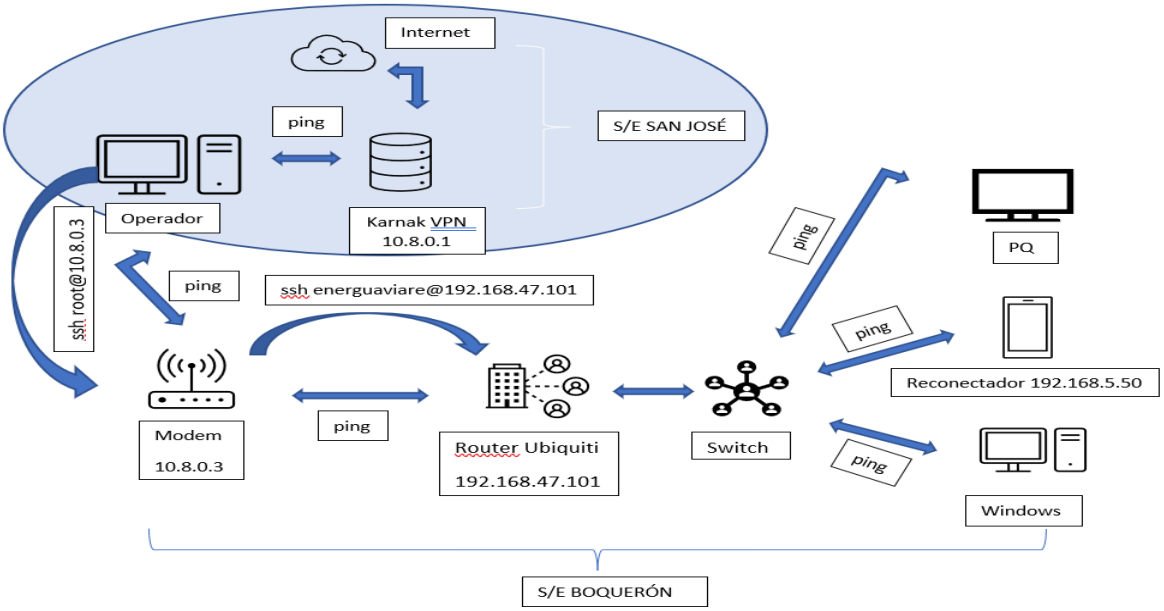
Estado del servidor KARNAK VPN

En la imagen anterior se evidencia él envió de 4 paquetes con son recibidos en tu totalidad, estableciendo una correcta comunicación entre el operador y el servidor.

- Estado de la comunicación entre un equipo que pertenece a una diferente red:
- Para este caso se ilustra el protocolo de comunicación que se debe establecer desde el operador que se encuentra en la red de la S/E de San José, el cual quiere indagar el estado del reconectador que se encuentra en la S/E Boquerón,

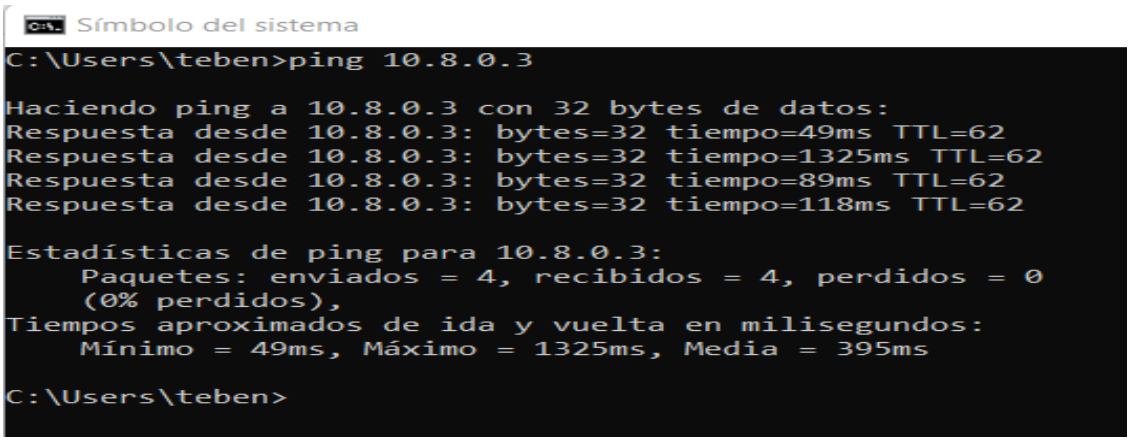
La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

la IP del reconectador es 192.168.5.50, para ello se debe seguir el siguiente protocolo:



Protocolo general de comunicaciones

Primero verificar la conexión con el servidor local (Karnak VPN) , realizando ping a su dirección IP (como se mostró anteriormente), una vez verificada la señal se procede a verificar la señal con el modem que se encuentra en la subestación Boquerón realizando ping a la dirección 10.8.0.3.



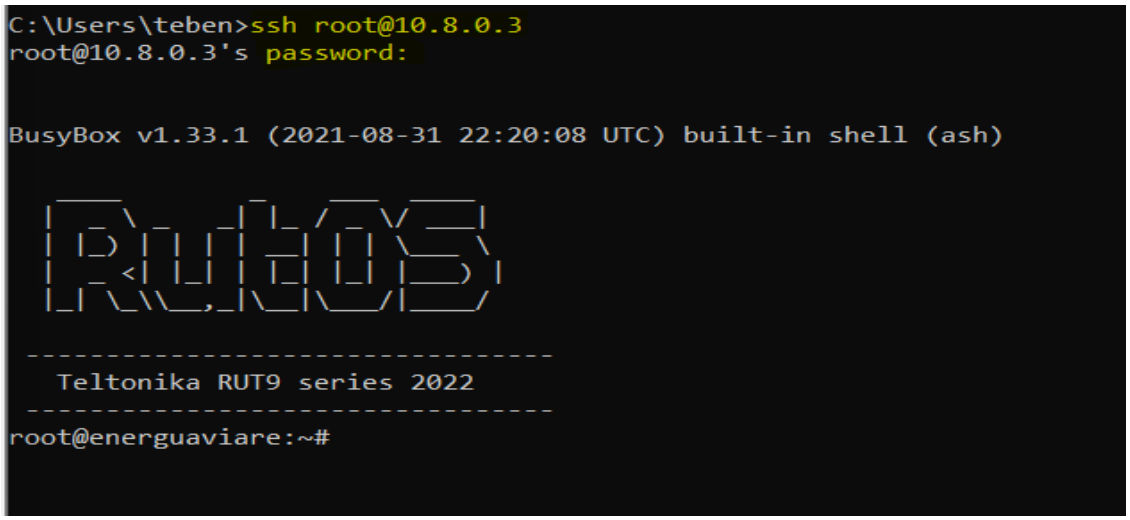
Estado del modem Boquerón

Al corroborar que la comunicación se encuentra ok, el siguiente paso es ingresar a la red que se encuentra en esta subestación para lo anterior escribimos en símbolo del sistema:

ssh root@ 10.8.0.3

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

seguido damos enter, luego te pedirá una contraseña (a esta solo tienen acceso el profesional 02 de subestaciones y los operadores del centro de control), la cual será digitada y se dará enter.

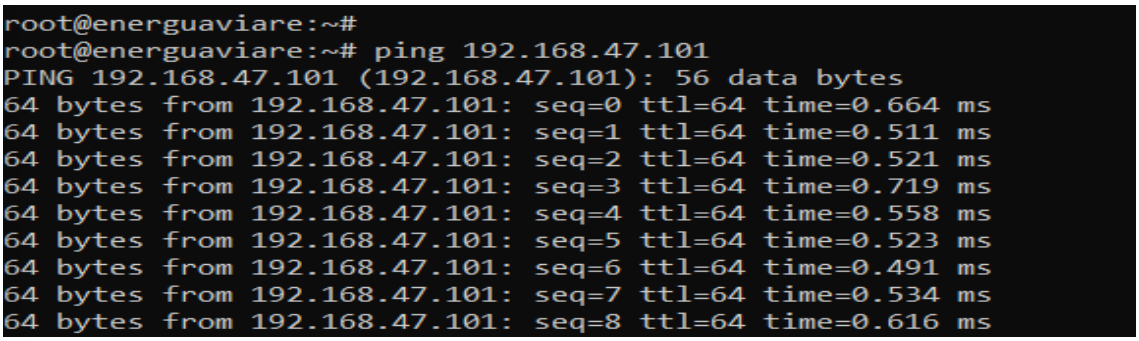


Ingreso a la red de Boquerón

Desde allí hacemos ping al “Router ubiquiti” y una vez corroborada la comunicación ingresaremos a la red del mismo, el cual tiene los enrutamientos de los equipos dispuestos en la subestación, para ello realizamos lo siguiente:

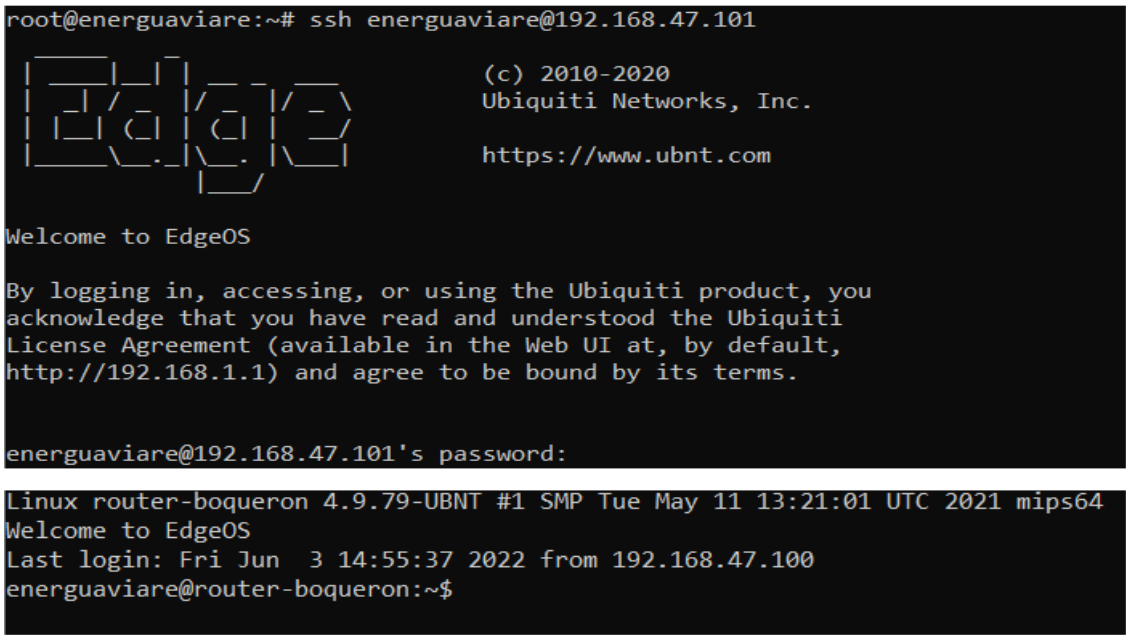
ssh energuaviare@ 192.168.47.101

Luego, damos enter, ingresamos la contraseña y enter:



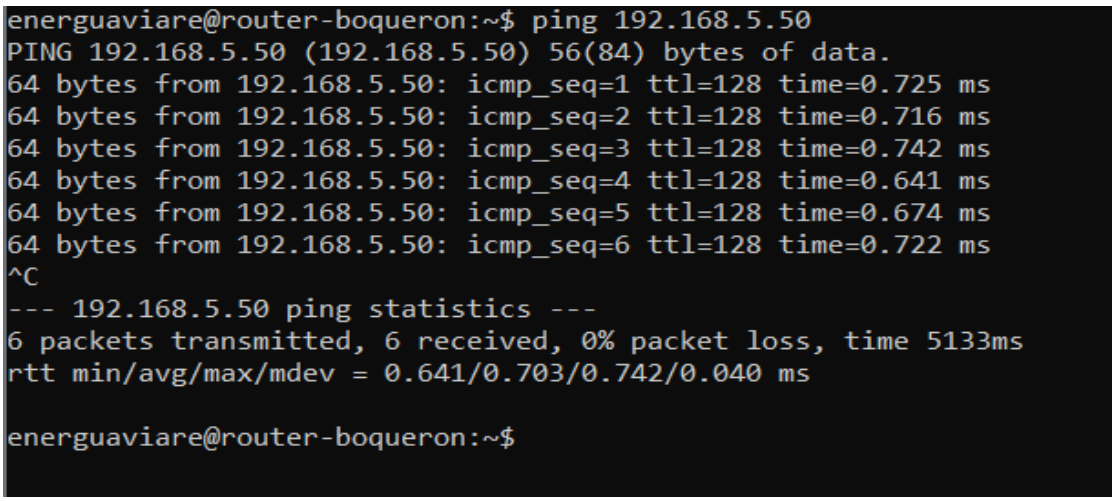
Ping al router 192.168.47.101

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa



Ingreso a la red del router Boquerón

Desde allí podemos indagar el estado de la conexión de los equipos realizando ping sobre estos, para este caso se realizará ping sobre el Gateway SCADA 192.168.5.50



Comunicación con el Gateway SCADA

Para parar el envío el ping realizado, se teclea CTRL C.

Nota: El diseño de la red de comunicaciones de todo el sistema se encuentra en el documento “diseño red ENERGUAVIARE 2020” o documento que la actualice.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

6. OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

ENERGUAVIARE SA ESP cuenta con (5) subestaciones en el departamento del Guaviare con la cual surte del fluido eléctrico a diferentes municipios y centros poblados del Guaviare y Meta. En la Tabla 1. Se describen las subestaciones que se encuentran en operación:

Subestación	Nivel de tensión (kV)	Descripción
San José	115 - 34,5 - 13,8	La subestación San José cuenta con nueve (9) circuitos, cinco (5) de estos son de 13,8 kV y cuatro (4) de ellos en 34,5 kV.
Retorno	34,5 - 13,8	Subestación Retorno cuenta con tres (3) circuitos en 13,8 kV.
Calamar	34,5 - 13,8	Subestación Calamar cuenta con dos circuitos en 13,8 kV.
Capricho	34,5 - 13,8	Subestación Capricho cuenta con dos circuitos en 13,8 kV.
Boquerón	34,5 - 13,8	Subestación Boquerón cuenta con dos circuitos en 13,8 kV.

Subestaciones y sus niveles de tensión.

La subestación de San José posee una conexión en barra sencilla en 115 kV tipo AIS (aislamiento de aire convencional) tendencia europea, posee dos campos de transformación que alimentan dos barras con campo se seccionamiento, que a su vez alimentan nueve (9) circuitos que suministran energía a la ciudad y transmiten a otros municipios y centros poblados.

La subestación de Capricho tiene conexión en barra sencilla en 34.5 kV tipo AIS, con un campo de trasformación que energiza una barra sencilla de 13.8 kV que a su vez alimenta dos (2) circuitos.

La subestación de Calamar cuenta con conexión barra sencilla en 34.5 kV, con dos (2) campos de transformación que energizan un barraje seccionado que a su vez alimenta dos (2) circuitos.

La subestación de Boquerón posee una conexión barra sencilla en 34.5 kV, con un campo de transformación que energiza un barraje en 13.8 kV que a su vez alimenta dos circuitos.

La subestación de Retorno es montada en celdas, cuenta con conexión barra sencilla en 34.5 kV, con dos (2) campos de transformación que energizan un barraje seccionado que a su vez alimenta tres (3) circuitos.

6.7. Conocimiento de la subestación

El operador de subestaciones tiene como obligación conocer detalladamente lo siguiente:

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- Configuración actual de la subestación en que se encuentre.
- Los equipos de potencia que van a operar y como estos se operan.
- Interpretar y operar de forma eficaz y eficiente los equipos de protección y supervisión.
- Operar adecuadamente los sistemas de comunicaciones.
- Condiciones operativas anormales y especiales.
- Registrar en la minuta-bitácora o elemento disponible para tal fin los datos de las anomalías o eventos que se presentaron en las subestaciones.

6.8. Inspección a equipos de patio y sala

El operador al recibir el turno y de forma periódica dentro del mismo practicara las siguientes inspecciones:

- Estado de interruptores (abierto, cerrado).
- Transformadores (revisar la temperatura del aceite y devanado, ventiladores, niveles de aceite, relé Bucholz).
- Estado de los seccionadores (abierto, cerrado)
- Sala de operación: Servicios auxiliares, estado de interruptor, relés de protección, medidores, tablero de alarmas, demás elementos de señalización y de los equipos de comunicación.

Nota: Al recibir turno el operador deberá enterarse de los circuitos que se encuentran con prevenciones (recierre inhibido o abiertos, condición operativa actual de la subestación, equipos consignados, condiciones anormales en equipos. Igualmente deberá leer y tomar conciencia de los eventos sucedidos en los turnos anteriores.

6.1. Captura de datos

Se registrarán los datos de acuerdo con lo establecido en la **guía para la captura y manejo de la información de eventos del SDL y STR.**

Se debe verificar que no existan circuitos disparados sin señalización, desconexión brusca de cargas que indiquen condiciones anormales en la red. Informar en el grupo de distribución cualquier anormalidad, si la condición anormal se presenta en la línea de 115kV se deberá informar al CND.

6.2. Ejecución de maniobras en subestación

Todas las maniobras en subestación que involucren el STR deben ser coordinadas con el CND además de seguir los procedimientos específicos establecidos para cada caso.

Al presentase un evento sobre el SDL el centro de control hará las maniobras descritas en el **Manual de Intervenciones de la Red.**

6. MANTENIMIENTO

El mantenimiento en subestaciones tiene como objeto mejorar la seguridad, confiabilidad, productividad, etc. en los equipos y elementos que conforman las subestaciones de ENERGUAVIARE.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

Los mantenimientos en las subestaciones y en las diferentes redes con las que cuenta la empresa, tienen como objetivo general preservar la operación y vida útil de los equipos, asegurar su eficacia en función de los procesos que dependen de cada equipo, en condiciones seguras, confiables y eficientes.

8.1. Tipos de mantenimiento

8.1.1. Mantenimiento Preventivo

Mantenimiento programado que se efectúa a un bien, servicio o instalación, llámese red eléctrica de media tensión, baja tensión o transformador de distribución con el propósito de reducir la probabilidad de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes.

El mantenimiento preventivo tiene la finalidad de evitar que el equipo falle durante el periodo de su vida útil, plan de mantenimiento, reportes de fallas reiteradas y para su ejecución se apoya en experiencias de operación, que determinan que el equipo, después de pasar el periodo de puesta en servicio, reduzca sus posibilidades de falla.

8.1.2. Mantenimiento correctivo

Es la reposición, cambio o reposición que se realiza a un equipo, servicio o instalación una vez que se ha producido el fallo con el objetivo de restablecer el funcionamiento y eliminar la causa que ha producido la falla.

El mantenimiento correctivo tiene la finalidad de reemplazar los elementos o equipos averiados y que no pueden funcionar operativamente en la subestación o en las redes eléctricas, el reemplazo también se da cuando los equipos han cumplido las horas de trabajo para las que fue fabricado o porque la capacidad nominal no es suficiente.

8.2. Mantenimiento locativo en subestaciones

Es una estructura específica y dedicada a la conservación y mantenimiento de las instalaciones físicas con el fin de garantizar la optimización de la vida útil y funcionamiento de la planta física.

Para llevar a cabo este mantenimiento se realizan las siguientes actividades:

a. Asear la planta física (barrer, trapear, sacudir)
b. Fumigar
c. limpieza de malezas, pozos sépticos, tuberías, etc.

El aseo en subestaciones debe realizarse, dos veces por semana de tal forma que garantice limpieza en cada subestación en particular.

Proactivo: esta clase de mantenimiento está asociada a los principios de colaboración, sensibilización, solidaridad, trabajo en equipo, etc. De cada persona o funcionario que directa o indirectamente se encuentre involucrado con las subestaciones.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

8.2.1. Periodicidad en el mantenimiento en subestaciones

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MES	AÑOS
Transformadores de Potencia	Pruebas eléctricas		2
	Análisis de Gases	6	
	Mantenimiento, Secado y Cambio de Aceite en Cambiador de derivaciones y devanados		10
	Reemplazo de aceite a Cambiador del Derivaciones		5
	Mantenimiento a sistemas de enfriamiento		1
	Mantenimiento de equipo auxiliares		1
Cuchillas Interruptores	Limpieza, Lubricación y engrases de rodamiento y barra de accionamiento		2
	Prueba Eléctricas		3
Transformadores de Corriente y Potencial	Prueba Eléctricas		3
Sistema de Puesta a Tierra	Pruebas y Mantenimiento		3
Bancos de Baterías y Cargadores	Medición de Densidad, y voltaje	1	
	Limpieza de Celdas	1	
	Ajuste y lubricación de conexiones	1	
	Revisión y Limpieza de Cargadores	6	

Periodicidad en el mantenimiento en subestaciones

8.3. Programación de mantenimientos.

La programación del mantenimiento de los equipos, subestaciones y redes tendrá en cuenta lo siguiente:

- Mínimo impacto sobre la operación del sistema.
- Minimizar el tiempo de interrupción con base en los indicadores de calidad del servicio.
- Seguridad en el sistema de potencia.
- Evaluación de límites de intercambio.
- Control de la tensión.
- Consideraciones económicas.

El programa de mantenimiento se elaborará mediante un planeamiento adecuado, distribuido uniformemente en el tiempo para optimizar al máximo los recursos técnicos y humanos.

Los planes coordinados de mantenimientos serán sometidos a los análisis eléctricos operativos con el fin de asegurar la calidad de prestación del servicio.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

La programación de los mantenimientos se establece en el "PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES Y REDES DEL SDL Y STR". Dentro de este plan se establece lo siguiente:

- Mantenimiento preventivo de redes eléctricas de media y baja tensión
- Mantenimiento correctivo: Equipos objeto de Mantenimiento en redes eléctricas son postes, aisladores, crucetas, conductores, cables subterráneos, etc.
- Mantenimiento de líneas de alta tensión nivel IV (preventivo y predictivo)
- Mantenimiento correctivo en frio para líneas de alta tensión áreas (líneas desenergizadas)
- Cronograma de plan de mantenimiento de redes
- Plan de mantenimiento para subestaciones
- Plan semestral de mantenimiento del sistema nacional de consignaciones de XM

8.3.1. Programación anual

Antes del 30 de diciembre de cada año se realizará una reunión de coordinación con el responsable del planeamiento operativo y los responsables de operación y mantenimiento de las áreas donde se analizarán las propuestas de mantenimiento y se definirá el programa de mantenimiento para el próximo año.

Se debe tener en cuenta el análisis del historial de la data de eventos, así como los índices de calidad de servicio, para conocer los aspectos críticos a mejorar y proyectar planes de acción.

Se establece como criterio que el mantenimiento sobre los circuitos de distribución sea realizado con las redes energizadas con el propósito de no afectar los indicadores de continuidad del servicio establecidos por la CREG, siempre y cuando se pueda seccionar la zona de trabajo con todos los protocolos de seguridad, protegiendo la integridad de los técnicos electricistas.

8.3.2. Informe de actividades de mantenimiento

Es el documento que proporciona información suficiente que permite a la Sub-Gerencia de Distribución, evaluar los esfuerzos realizados por el Profesional 02 de Calidad del Servicio, el Profesional 02 de Mantenimiento de subestaciones, para el cumplimiento de su gestión y la utilización de los recursos disponibles. Son los encargados de elaborar el informe, basándose en los registros y reportes de los distintos trabajos realizados.

9. CONEXIÓN DE EQUIPOS Y REDES NUEVAS DE PARTICULARES

Para la conexión de equipos y redes nuevas de particulares se tendrá en cuenta lo establecido en el contrato de condiciones uniformes de ENERGUAVIARE y lo siguiente:

Antes de la puesta en servicio de cualquier equipo o red, el propietario o ejecutor de la obra presentara en la oficina de Redes los planos aprobados para asignación de nodos y actualización de la base de datos, presentara de igual forma el protocolo de pruebas del transformador, de equipos de potencia, pruebas de cable de potencia y la descripción y/o protocolos de los equipos de medida y protección instalados.

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

La construcción de las redes se realizará cumpliendo los siguientes requisitos:

- No instalar transformadores en puntos de maniobra (dobles terminales).
- Los cruces con puentes verticales deben tener una distancia entre 50 y 100 centímetros.
- El empalme de los puentes horizontales no debe realizarse entre los aisladores de espigo.
- En lo posible no afectar construcciones de redes aéreas sobre zonas arborizadas.
- Las construcciones se efectuarán en todo caso teniendo en cuenta la seguridad y confiabilidad de la operación y las facilidades de mantenimiento en caliente.

Con el fin de garantizar la seguridad y la confiabilidad de la operación del sistema, de acuerdo con la reglamentación vigente, la oficina de Redes podrá solicitar modificaciones/correcciones a los proyectos en caso de que fuese necesario.

Marcar los números de nodos indicados por ENERGUAVIARE SA ESP.

Una vez el proyecto tenga el concepto de aprobación por parte de la oficina de Redes, el constructor presentara la solicitud de conexión o energización de la obra. Este documento garantizara que el proyecto ha sido construido cumpliendo el diseño aprobado, las normas y reglamentaciones vigentes.

Las maniobras parciales o finales requeridas para la puesta en servicio se realizarán de acuerdo con el procedimiento establecido en el numeral 7.1.

Todo proceso de energización debe ser realizado por personal debidamente autorizado por ENERGUAVIARE SA ESP y debe cumplir los procedimientos establecidos.

El equipo de medición incluyendo los transformadores de potencia y de corriente deberá ser aprobado y calibrado por una entidad acreditada ante la Superintendencia de Servicios Públicos.

Los equipos de protección y medición deberán cumplir con los requerimientos establecidos en el contrato de condiciones uniformes.

10. COMUNICACIONES PARA COORDINACIÓN DE TRABAJOS ELÉCTRICOS

Las comunicaciones de voz para la coordinación de maniobras serán vía celular, según lo definido por ENERGUAVIARE SA ESP.

El usuario del sistema de comunicaciones deberá establecer el intercambio de información de manera responsable utilizando buenos modales. En caso contrario se establecerán las acciones disciplinarias sobre el responsable.

La comunicación se realizará de manera precisa, segura y clara. Los medios de comunicación serán de uso exclusivo para transmitir información relacionada con la operación del sistema.

Toda comunicación relacionada con maniobras debe contener la siguiente información:

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa

- Identificación y/o código de la persona que emite la comunicación.
- Identificación de dirección.
- Identificación del equipo, estructura o elemento de la red o de subestación del que se requiere información o se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas.

Instrucción operativa:

Cada maniobra o trabajo que se realice en una línea, red o equipo energizado, susceptible de energizarse debe coordinarse con la(s) persona(s) que tengan el control sobre su energización.

El trabajador que reciba un mensaje oral concerniente a maniobras de conexión o desconexión de línea o equipos, debe repartirlo de inmediato al remitente y obtener la aprobación del mismo. El trabajador autorizado que envíe un mensaje oral debe asegurarse de la identidad de su interlocutor.

11. CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad del servicio se regirá por lo establecido en el capítulo 5 de la resolución CREG 015 del 2018 y/o sus modificaciones. Todo usuario antes de conectarse al sistema de distribución de ENERGUAVIARE SA ESP debe cumplir con los requisitos establecidos en el Código de Distribución en cuanto a los parámetros que tienen que ver con la calidad del servicio.

12. ANEXO

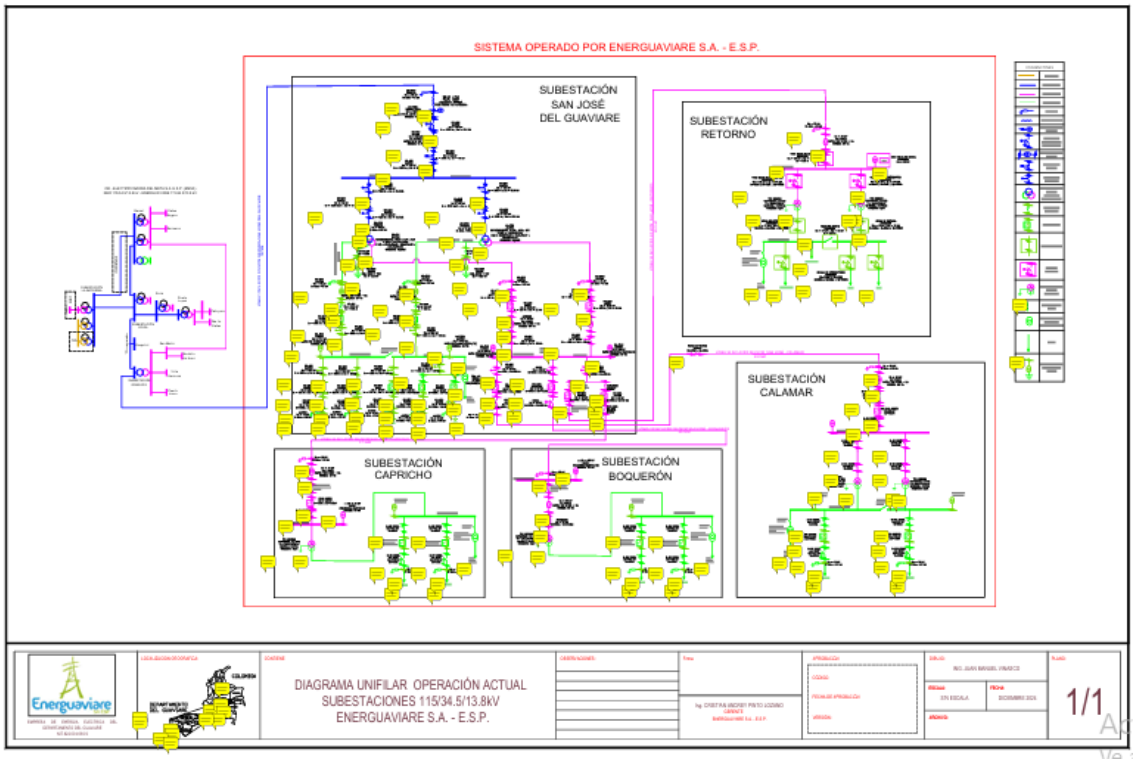


Diagrama unifilar

13. CONTROL DE CAMBIOS

CONTROL DE CAMBIOS			
VERSIÓN N°	**FECHA DE APROBACIÓN**	**DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO**	**FUENTE DE VERIFICACIÓN**
1.0	04/12/2023	Creación del documento	Acta N°13 de Comité de Gestión y Control
2.0	15/03/2024	Se incluye el ítem 5.5 donde se habla de la preservación de los activos que pertenecen a los terceros.	Acta N°7 del Comité de CGC
3.0	26/12/2024	Se incluye diagrama unifilar 2025.	Acta N°14 de Comité de Gestión y Control del 2024.

	ELABORÓ	**REVISÓ**	**APROBÓ**
FIRMA	ORIGINAL FIRMADO	ORIGINAL FIRMADO	ORIGINAL FIRMADO
	ORIGINAL FIRMADO	ORIGINAL FIRMADO	
NOMBRE	JUAN MANUEL VINAZCO VASQUEZ	MARLON TOHAN LÓPEZ SANCHEZ	ING. CRISTIAN ANDREY PINTO LOZANO
	JESSICA RUIZ VELOZA	EIDI YULIANA PEÑA LEÓN	
CARGO	Profesional 02 Subestaciones	Director de Planeación	Gerente
	Apoyo a Distribución	Profesional 01 Gestión de Calidad	

La copia, impresión o descarga de este documento se considera COPIA NO CONTROLADA y por lo tanto no se garantiza su vigencia. La única COPIA CONTROLADA se encuentra disponible en ISOLUCIÓN o en la página web de la empresa