CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN
2. OBJETIVOS
3. ALCANCE
4. DEFINICIONES
5. SUPERVISIÓN DEL SISTEMA

5.1 Niveles de Tensión
5.2 Cargabilidad de Circuitos
5.3 Cargabilidad de Transformadores
5.4 Mediciones
5.5 Frecuencia en el Sistema
5.6 Fluctuaciones de voltaje
5.7 Control de Reactivos
5.8 Disponibilidad Operativa de Equipos

6. OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

6.1 Conocimiento de la Subestación
6.2 Inspección a equipos de patio y sala
6.3 Reporte de eventos
6.4 Captura de datos
6.5 Ejecución de maniobras en Subestación

7. COORDINACIÓN DE MANIOBRAS

7.1 Coordinación de maniobras para expansión y Mantenimiento
7.1.1 Requisitos
7.1.2 Comité de maniobras
7.1.3 Elaboración de maniobras
7.1.4 Ejecución de maniobras
7.1.5 Coordinación y ejecución de maniobras para restablecimiento del servicio
7.1.5.1 Prevenciones
7.1.5.2 Prevención amarilla
7.1.5.3 Prevención roja
7.1.5.4 Disparo de circuitos
7.1.5.5 Disparo masivo de circuitos
7.1.5.6 Ausencia de tensión en Subestaciones
7.1.5.7 Eventos en el Anillo de Subtransmisión

7.1.5.8 Eventos en el Sistema Transmisión Regional y/o Nacional.
7.1.5.9 Oscilaciones
7.1.5.10 Ausencias de tensión

8. PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS

8.1 Programación Anual
8.2 Programación semanal

9. CONEXIÓN DE EQUIPOS Y REDES NUEVAS DE PARTICULARES
10. CONEXIÓN DE EQUIPOS Y REDES NUEVAS DEL OR
11. OPERACIÓN DE EQUIPOS Y REDES DE EMCALI E.I.C.E. E.S.P. POR PARTICULARES
12. CONSIGNAS OPERATIVAS

12.1 Consignas operativas en condiciones normales
12.2 Consignas operativas en condiciones de emergencia
12.3 Consignas para condiciones anormales de orden público CAOP

13. COMUNICACIONES
14. REGISTRO DE INFORMACIÓN

14.1 Información operativa
14.2 Información de supervisión del sistema
14.3 Información de infraestructura eléctrica
14.4 Información de la topología de la red

15. CALIDAD DEL SERVICIO
16. INFORMES ESTADÍSTICOS
17. INVENTARIO DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
18. SEGURIDAD

18.1 Seguridad operativa
18.2 Seguridad industrial

19. RESPONSABLES DE LA OPERACIÓN
20. COMITÉ OPERATIVO
21. RECEPCIÓN DE DAÑOS Y COORDINACIÓN DE REPARACIONES
22. ANEXOS
23. OBSERVACIONES

1. INTRODUCCIÓN

Siguiendo las disposiciones establecidas en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica expedido por la CREG mediante la Resolución 070 de 1998 de mayo 28 de 1998 y con el fin de asegurar una operación confiable y eficiente tanto del Sistema de Distribución Local como del Sistema Regional y el Sistema Interconectado Nacional se hace necesario establecer procedimientos operativos para la coordinación, supervisión y control de los sistemas eléctricos de los Operadores de Red.

2. OBJETIVOS

2.1 Definir procedimientos y consignas operativas en condiciones normales y de contingencia que garanticen una operación segura, confiable y económica del Sistema de Distribución Local.

2.2. Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir conjuntamente con el Centro de Supervisión de Maniobras para realizar la coordinación de la operación del Sistema de Transmisión Regional "STR" de manera óptima.

2.3 Establecer los requisitos y procedimientos necesarios para efectuar el planeamiento operativo de corto y mediano plazo del Sistema de Distribución Local teniendo en cuenta los indicadores de calidad definidos por la CREG.

2.4 Establecer la información operativa que se debe registrar e intercambiar con los diferentes agentes y el Centro de Supervisión de Maniobras.

2.5 Establecer las condiciones operativas para conexión de nuevas instalaciones o equipos de particulares y propios al sistema de distribución de EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

3. ALCANCE

El manual de Operación es aplicable al sistema de distribución local y en lo que tenga relación con el sistema de transmisión regional en los niveles de tensión de 115 KV, 34.5 KV, 13.2 KV y 0.208 KV.

El manual también es aplicable a los comercializadores, a los usuarios del sistema de distribución local, a los contratistas, a los particulares y a los responsables del servicio de alumbrado público.

4 DEFINICIONES

Centro Nacional de Despacho (CND):

Es el ente encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Imparte instrucciones a los Centro de Supervisión de Maniobras para coordinar las maniobras de las instalaciones de tal manera que la operación sea segura, confiable y de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación y el Consejo Nacional de Operación.

Centro de Supervisión de Maniobras (CSM) EPSA:

Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobra de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional.

Centro Local de Despacho (CLD) EMCALI E.I.C.E. E.S.P.:

Es el Centro de Supervisión y Control del Sistema Eléctrico de Distribución Local de las ciudades de Cali, Yumbo, Puerto Tejada y otros Municipios. Su función es coordinar la operación y maniobras de las subestaciones y redes de distribución de acuerdo con el CSM en lo pertinente, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del Sistema de Distribución Local.

Código de Red:

Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el Sistema de Transmisión Nacional, 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 Comisión de Regulación de Energía y Gas, con el fin de permitir el desarrollo, mantenimiento y operación en forma coordinada y eficiente de todos los sistemas de distribución.

Consejo Nacional de Operación (CNO):

Organismo creado por la Ley 143 de 1994, cuya función principal es la de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema interconectado Nacional sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

Empresas del Sistema Eléctrico Regional:

Corresponden a las Empresas del Valle del Cauca dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, entre ellas Compañía de Electricidad de Tulúa - CET, Empresas Municipales de Cartago - EMCARTAGO, Empresa de Energía de Cali -EMCALI E.I.C.E. E.S.P.; Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá - CHIDRAL, Empresa de Energía del Pacífico - EPSA y otras empresas particulares o usuarios del Sistema Eléctrico Regional.

Consignas de Operación:

Conjunto de instrucciones o reglas que deben de cumplirse siempre durante el desarrollo del proceso de operación del sistema de distribución. Tienen como finalidad unificar los criterios de operación a través de un lenguaje común que garantice la seguridad.

Operación Integrada:

Es la operación óptima que se adelanta por dos o más sistemas independientes.

Operador de Red de Distribución (OR):

Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR´s y/o SDL´s aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Planta:

Corresponde a las instalaciones y unidades de generación que se conectan a una barra para la inyección de potencia. La operación y mantenimiento de todas las unidades y equipos incluida la subestación asociada a la planta, son responsabilidad del propietario de la planta, a excepción de que la subestación sea propiedad de un tercero.

Planta Menor:

Es toda planta y/o unidad de generación con capacidad efectiva inferior a 20 MW. Se excluyen de esta definición los Autogeneradores o Cogeneradores.

Sistema de Transmisión Nacional (STN):

Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 KV.

Sistema Interconectado Nacional (SIN):

Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre si: las plantas y equipo de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

Sistema de Transmisión Regional (STR):

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 220 KV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de Distribución Local (SDL):

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 220 KV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local. Comprende las subestaciones con sus equipos asociados y las líneas, que operan a voltajes inferiores o iguales a 115 KV. Se asocian al

sistema los equipos a nivel de 115 KV que conectan módulos de transformación, barras y circuitos de 34.5 KV y 13.2 KV.

Subestación:

Es un nodo o barraje donde se efectúa la interconexión de dos o más circuitos que pueden ser de línea, de transformador y/o de generador. La subestación involucra todos los equipos de patio, instalaciones, servicios auxiliares y los puntos de cableado para el Centro de Control.

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 lineas del Sistema Eléctrico Regional y los puntos frontera con el SIN.

Circuito:

Para propósitos de este Reglamento se define circuito a la 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 un Circuito tenga varias secciones o tramos, para los efectos de este Reglamento, cada sección o tramo se considerará como un circuito.

Comercialización de Energía Eléctrica:

Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los Usuarios finales.

Comercializador:

Persona cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

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.

Consignación Nacional:

Es el nombre que se le da al mantenimiento de los equipos del 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.

Equipo de Medida:

En relación con un punto de conexión lo conforman todos los transformadores de medida, medidores y el cableado necesario para ese punto de conexión.

Eventos no programados:

Son aquellos 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 define como frontera comercial entre el OR, o el Comercializador y el Usuario los puntos de conexión del equipo de medida, a partir del cual este último se responsabiliza por los consumos, y riesgos operativos inherentes a su Red Interna.

Instalaciones internas o Red interna:

Es el conjunto de redes, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del medidor. Para edificios de propiedad horizontal o condominios, y en general, para Unidades Inmobiliarias Cerradas, es aquel sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del registro de corte general cuando lo hubiere.

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.

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 y, en general, en las Unidades Inmobiliarias Cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general.

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:

Nivel IV: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 Y MENOS A 220 KV
Nivel III: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30KV y menor de 57.5KV
Nivel II: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1KV y menor a 30KV
Nivel I: Sistemas con tensión nominal menor a 1 KV

Punto de Conexión:

Es el punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR y/o SDL para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.

Punto de Medición:

Es el 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 caso del nivel de tensión I.

Red de Uso General:

Redes públicas que no forman parte de Acometidas o de Instalaciones Internas.

Red Pública:

Aquella que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas, independientemente de la propiedad de la red.

SSPD:

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Unidades Inmobiliarias Cerradas:

De acuerdo con la Ley 428 de 1998, son conjuntos de edificios, casas y demás construcciones integradas arquitectónica y funcionalmente, que comparten elementos estructurales y constructivos, áreas comunes de circulación, recreación, reunión, instalaciones técnicas, zonas verdes y de disfrute visual; cuyos propietarios participan proporcionalmente en el pago de las expensas comunes, tales como los servicios públicos comunitarios, vigilancia, mantenimiento y mejoras. El acceso a tales conjuntos inmobiliarios se encuentra restringido por un cerramiento y controles de ingreso.

UPME:

Unidad de Plantación Minero Energética.

Activos de Conexión:

Son aquellos activos que se requieren para que un Generador, un Usuario u otro Transmisor, se conecte fisicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local.

5. SUPERVISIÓN DEL SISTEMA

5.1 Niveles de tensión:

Nivel II	13.2 KV
Nivel III	34.5 KV
Nivel IV	115 KV

Desviaciones de la Frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria

La frecuencia nominal del SIN y su rango de variación de operación son las establecidas en el Código de Operación incluido en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan). La responsabilidad por el control de la frecuencia corresponde al Centro Nacional de Despacho –CND- y a los generadores.

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.

Si en algún punto se detectan niveles de tensión por fuera del rango antes mencionado se hará la respectiva gestión con el Operador de la Subestación, el CLD o el CSM para ajustar nuevamente. Se deben garantizar las tensiones objetivo en las barras de las subestaciones de tal manera que se cumplan los rangos anteriormente mencionados. Si esto no se cumple se reportará la situación indicando las causas.

5.2 Cargabilidad de circuitos

Para los circuitos se tendrá como criterio de carga máxima, la permitida por el conductor en caso de realimentaciones. En condiciones óptimas no se debe superar el 70 % de la capacidad térmica del conductor.

5.3 Cargabilidad de transformadores

Para los transformadores de potencia, en ningún caso se debe superar el 100 % de la capacidad nominal de cada uno. La capacidad real operativa de cada transformador estará determinada por las condiciones de funcionamiento de los sistemas de refrigeración.

Se mantendrá actualizada en el sistema de información técnica, la información de la cargabilidad máxima permisible para cada transformador de potencia de acuerdo con las novedades que éstos tengan. Esta situación determinará el máximo porcentaje de cargabilidad de cada equipo.

En casos de contingencia deben tenerse en cuenta los parámetros de temperatura y refrigeración de tal manera que no se coloque en riesgo la vida útil de los transformadores ni la operación del sistema.

Cuando se presenten armónicos se debe considerar el derrateo previa medición de los mismos.

5.4 Mediciones

Las mediciones a registrar del sistema de distribución (de circuitos y transformadores de potencia) serán las siguientes:

- Voltajes
- Corrientes por fase
- Potencias
- Energías activas y reactivas
- Factor de potencia
- Otras variables que se requieran

Cuando en una subestaciones de distribución sea atendida dichas mediciones la realizara el operador de la subestación quien realizará el registro en planillas.

Las mediciones de las energías en fronteras serán transferidas por telemedida al Centro Local de Despacho y diariamente se entregarán al Comercializador y demás usuarios que la requieran.

5.5 Frecuencia en el Sistema

En condiciones normales de operación la frecuencia en el sistema podrá variar entre 59.8 Hz y 60.2 Hz. En condiciones de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento, la frecuencia puede oscilar entre 57.5 y 63.0 Hz por un período de tiempo de quince (15) segundos.

En condiciones de emergencia, de acuerdo con el Reglamento de Operación, se activará el esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia el cual debe cumplirse cabalmente. Las desviaciones del esquema serán registradas para su análisis posterior y medidas correctivas.

5.6 Fluctuaciones de Voltaje

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.

5.7 Control de Reactivos

El flujo de reactivos deberá controlarse de tal manera que el factor de potencia no alcance valores inferiores a 0.9. En caso contrario se deben realizar los trabajos necesarios, instalación de equipos, maniobras o ajustes operativos que corrijan la anormalidad. Si lo anterior no se cumple se aplicarán las penalizaciones previstas en la reglamentación.

5.8 Disponibilidad Operativa de Equipos

Todos los equipos requeridos para la operación normal del sistema y los equipos de respaldo deberán mantenerse disponibles en condiciones óptimas de funcionamiento. En caso de fallas en los equipos se realizarán las acciones operativas pertinentes para normalizar el servicio lo más rápido posible y se comunicará la situación al responsable, quien adelantará las labores de reposición en tiempos mínimos. Los responsables de los activos harán las previsiones del caso para mantener los recursos humanos y físicos disponibles que permitan agilidad en la atención de estos eventos.

6. OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

6.1 Conocimiento de la subestación

Es obligación del operador de subestaciones conocer detalladamente lo siguiente:

Configuración actual de la subestación en que se encuentre
Los equipos de potencia que va a operar y cómo se operan
Saber interpretar y operar adecuadamente los equipos de protección y supervisión
Saber operar los sistemas de comunicaciones
Condiciones operativas anormales y especiales
Se debe registrar en el elemento dispuesto para tal fin (planilla o equivalente) los datos, anomalías o eventos que se presenten en las subestaciones.

6.2 Inspección a equipos de patio y sala

El operador cuando reciba el turno y periódicamente dentro del mismo practicará las siguientes inspecciones:

Estado de interruptores (abierto, cerrado), niveles de presión de gas SF6, Aire, etc.

Transformadores (temperaturas de aceite y devanado, ventiladores, niveles de aceite, relé Bucholz)

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 (radio, teléfono y el relacionado con el sistema de adquisición de datos para el centro de control).

Al recibir el turno el operador deberá enterarse de los circuitos que se encuentran con prevenciones (tarjetas amarilla, 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.

6.3 Reporte de eventos

Cuando suceda un evento o situación que afecte el estado de la subestación deberá realizarse lo siguiente:

- Reconocimiento de alarmas.
- Verificar en sala el evento (estado de interruptor con su concordancia, señalización de relés y equipo de medición).
- Llamar a despacho e informar el evento y las señales.
- Verificar en el equipo que origina la señal de alarma y tomar la información pertinente para reportarla a Despacho.
- En caso de presentarse ausencia de tensión en la subestación.

  - Verificar mediante los instrumentos de medida la ausencia de tensión y el estado de los interruptores.
  - Abrir todos los circuitos de distribución (se excluyen circuitos de enlace).
  - Informar vía radio el evento, el estado de la subestación y demás información relacionada después de haber inspeccionado la subestación.
  - Tomar las señales de los equipos de protección y demás alarmas
  - Informar a Despacho

6.4 Captura de datos

Registrar los datos de acuerdo con lo establecido en este manual en el numeral 13.2 " Registro de información de supervisión" (verificar numeral)

Se debe verificar en los intermedios de tiempo que no existan circuitos disparados sin señalización, caídas bruscas de carga que indiquen condiciones anormales en la red. Reportar a Despacho cualquier anormalidad.

6.5. Ejecución de maniobras en subestación

Todas las maniobras en subestación deberán ser coordinadas con despacho y siguiendo los procedimientos específicos establecidos para cada caso.

Todas las maniobras, eventos, trabajos ejecutados dentro de la subestación, ingreso de personal, ingreso y retiro de equipos deberán quedar registradas en la bitácora con fecha y hora.

7 COORDINACIÓN DE MANIOBRAS

7.1 Coordinación de maniobras para expansión y mantenimiento

7.1.1 Requisitos

Toda maniobra requerida para la expansión, reforma y mantenimiento del sistema de distribución deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Visita previa al sitio de la maniobra si lo amerita.

- Levantamiento de la información de las redes existentes, que deberá ser confrontada con la información existente en planos de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. En caso de presentarse inconsistencias debe verificarse nuevamente y hacer las correcciones necesarias.

- Verificación de los puntos más adecuados de maniobra que garanticen seguridad y agilidad en los trabajos.

- Verificación de los riesgos aledaños a los puntos de maniobra (cruces con circuitos energizados, fronteras, dobles alimentaciones, dobles circuitos, construcciones, tráfico vehicular y peatonal, topografía del terreno, accesos, autorizaciones de ingreso, etc.).

- Clientes afectados por las maniobras

7.1.2 Comité de Maniobras

El comité se realizará semanalmente para estudiar la viabilidad de las maniobras, definición de prioridades, programación de fechas, asignación de recursos y definición de procedimiento para información a los clientes afectados. En este comité solamente participarán los funcionarios responsables y autorizados para este tipo de coordinaciones por cada área operativa, quienes presentaran la solicitud de maniobra.

7.1.3 Elaboración de maniobras

Cuando la solicitud de maniobra conlleve a transferencias de carga o la precisión del punto de apertura se diligencia la orden de maniobra. Cuando la solicitud de maniobra sea revisada y se compruebe que en la misma se incluye toda la información necesaria y esta sea comprobada, dicha solicitud se convierte en orden de maniobra con la anotación del circuito sobre el que se realizara los trabajos y visto bueno de quien autoriza la maniobra, esta debe contener la siguiente información:

Se define como criterio básico afectar el mínimo número de usuarios en el menor tiempo posible siempre y cuando sea imposible realizar las maniobras en caliente.

Descripción en secuencia jerárquica y ordenada de cada uno de los pasos a realizar en cada punto de la maniobra.

Información detallada y confirmada de dirección y número de nodo de cada uno de los puntos de maniobra.

Especificación de las prevenciones, reajuste de protecciones y/o consignaciones de equipos.

Descripción de los riesgos a tener en cuenta durante la ejecución de las maniobras y los trabajos.

- Identificación del equipo y personal requerido para la realización de las maniobras.
- Descripción clara de los trabajos a realizar justificando sus razones.
- Responsable de los trabajos y maniobras

Tiempo de inicio y terminación de los trabajos, incluido el tiempo de maniobra. Este tiempo no podrá ser mayor de 8 horas cuando implique suspensión del servicio.

- Fecha acordada para la maniobra.

La presentación de solicitudes de maniobra debe realizarse en el comité, en casos excepcionales como solicitudes de grandes clientes que tengan afectado sus procesos productivos, se dará trámite a la solicitud con el propósito de atender los requerimientos de los clientes.

7.1.4 Ejecución de Maniobras

La orden de maniobra será entregada al Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL. Minimo con 48 horas de anticipación a la fecha de la ejecución de la misma. Tiempo durante el cual será estudiada, validada y complementada con información de apoyo disponible para el momento de su ejecución.

El dia de la maniobra se ejecutará las siguientes actividades:

Previamente a la hora de ejecución se coordinará con los responsables la disponibilidad de personal y equipos para que se desplacen al sitio de maniobras y se ubiquen en los puntos indicados, 15 minutos antes.

El Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL confirmará via radio que el personal se encuentra en el punto correcto a través de la información reportada desde campo. Esta rutina debe cumplirse para cada punto de la maniobra.

Antes de dar inicio al proceso de ejecución de maniobras el responsable de los trabajos en campo confirmará la disponibilidad de todos los recursos necesarios. En caso de no cumplirse lo anterior dentro de los quince (15) minutos siguientes a la hora programada, el Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL cancelará las maniobras.

El Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL dará inicio al proceso de la maniobra suministrando las instrucciones pertinentes a través del sistema de comunicaciones via radio; cuando este sistema no este operativo se realizara vía teléfono fijo o celular.

Las instrucciones serán entregadas siguiendo cada uno de los pasos descritos en la orden de maniobra.

Previamente y durante la ejecución de las maniobras se alertará al personal que las ejecuta, sobre los riesgos de accidente y el cumplimiento de las normas de seguridad industrial para este tipo de trabajos. El Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL suministrará al personal de campo toda la información disponible y necesaria (cruces, circuitos aledaños, configuración, fronteras, etc.) para disminuir las posibilidades de errores.

En caso de presentarse situaciones no previstas o de fuerza mayor, el Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL escogerá la mejor alternativa disponible para resolver la situación. Esta modificación deberá documentarse antes de su ejecución. Estos documentos serán soporte para la devolución de las maniobras.

Una vez terminada la ejecución de las maniobras el Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL solicitará al personal de campo la confirmación de la normalidad del servicio.

Cuando se presenten transferencias de carga y/o salida de servicio de equipos se realizará monitoreo de las nuevas condiciones de carga para verificar que se están cumpliendo las situaciones previstas.

7.1.5 Coordinación y ejecución de maniobras para restablecimiento del servicio

7.1.5.1 Prevenciones

La prevención es una alerta que indica la presencia de personal ejecutando trabajos sobre las redes y/o equipos del sistema de distribución. Dependiendo del tipo de trabajo estas se clasifican en:

7.1.5.2 Prevención amarilla

Indica la presencia de personal ejecutando trabajos sobre tramos de redes y/o equipos desenergizados. Se ejecutará el siguiente procedimiento:

El interesado se comunicará via radio con el Centro de Despacho, informando su ubicación, número de nodo, tipo de conjunto, estructura y trabajo a realizar.

El Centro de Despacho confirmará la información recibida y verificará los datos en el sistema de información y los planos.

El Centro de Despacho confirmará el nombre del circuito o circuitos en los cuales se encuentra ubicado el interesado.

Una vez realizadas las confirmaciones del caso se identificara (n) el (los) circuito (s) prevenido (s) se coloca una tarjeta de color amarillo, en el talero de protección, control y medida en la subestación que cuente con operador y además se inhibir el recierre, de lo contrario en el Centro de Despacho el ingeniero de operación inhibirá el recierre.

Esta acción se confirmará al responsable de los trabajos en campo y adicionalmente se le solicitará que se tomen las medidas de seguridad y se alertará de las condiciones de riesgo existentes.

En caso de presentarse disparo del circuito prevenido el operador de la subestación informará inmediatamente a Despacho el evento haciendo énfasis de que se encontraba prevenido. Despacho establecerá comunicación inmediata con el responsable (s) de la prevención para las coordinaciones respectivas.

El responsable de la prevención esta obligado a permanecer atento a la frecuencia de Despacho. Si no se responde al llamado de Despacho en un lapso de cinco (5) minutos se considerará como falta disciplinaria.

Inmediatamente se terminen los trabajos, el responsable de la prevención informará a Despacho y solicitará el retiro de la prevención. El incumplimiento de esto se considerará como falta disciplinaria.

7.1.5.3 Prevención Roja

Indica la apertura de un equipo de subestación que no se puede operar hasta que la consignación del equipo haya sido retirada por parte del responsable de la ejecución de trabajos o maniobras.

7.1.5.4 Disparo de Circuitos

El operador de subestación reportará a Despacho el disparo del circuito indicando señalización de los relés, el numero del grupo que se encintraba laborando en el circuito si es del caso, carga anterior al disparo, u otro tipo de información que se relacione con el disparo. El operador registrará la información en la bitácora de la subestación.

Si no está implementado el recierre automático, el Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL, con base en la información anterior podrá ordenar el recierre del circuito inmediatamente, de acuerdo con los criterios que se hayan fijado previamente.

Si ocurre rechazo del recierre el Centro de Despacho confirmará la información recibida e informará a la Central de Radio para su difusión a los usuarios a través del sistema de atención al cliente.

La Central de radio asignará un grupo para revisión.

A partir de lo anterior el circuito quedará consignado a nombre del grupo que realiza la revisión. Despacho mantendrá comunicación con este grupo y suministrará la información requerida para su orientación y paralelamente analizará la posibilidad de seccionamiento para normalizaciones parciales.

El grupo que revisa se comunicará permanentemente vía radio con el Centro de Despacho, informando su ubicación, número de nodo, tipo de conjunto y actividades a realizar.

El Centro de Despacho confirmará la información recibida y verificará los datos en el sistema de información y los planos.

Una vez localizado el daño se procederá a analizar la magnitud del mismo con el propósito de definir las acciones a seguir. Adicionalmente se solicitará que se tomen las medidas de seguridad y se alertará de las condiciones de riesgo existentes.

El responsable de la revisión y/o reparación de los daños esta obligado a permanecer atento a la frecuencia de Despacho. Si no se responde al llamado de Despacho en un lapso de cinco (5) minutos se considerará como falta disciplinaria.

Inmediatamente se terminen los trabajos de reparación, el responsable informará a Despacho y solicitará la normalización del sector o circuito.

Después de realizados los trabajos de normalización se verificará por parte del mismo grupo la normalidad del servicio.

Cuando se trate de tramos de circuitos afectados por operación de equipo de flexibilidad o seccionamiento, se manejará de acuerdo con los numerales anteriores y el procedimiento establecido para las prevenciones.

7.1.5.5 Disparo masivo de Circuitos

Para el manejo de varios circuitos disparados se tendrá en cuenta los siguientes niveles jerárquicos de prioridades:

Circuitos que alimentan instituciones hospitalarias
Circuitos que alimentan el centro de supervisión de maniobras regional
Circuitos que alimentan las antenas repetidoras usadas por el CDR, CDL.
Circuitos que alimentan estaciones de bombeo y tratamiento de agua (verano)
Circuitos que alimentan estaciones de bombeo de aguas residuales (invierno)

Circuitos que alimentan cargas industriales
Circuitos que alimentan instituciones oficiales
Circuitos que alimentan las estaciones de transporte masivo
Circuitos que alimentan cargas comerciales
Circuitos que alimentan cargas residenciales.

El proceso de normalización se ejecutará siguiendo el procedimiento establecido en los numerales relacionados con los disparos de los circuitos y las prioridades anteriores. En periodos invernales, los circuitos que alimentan estaciones de bombeo de aguas residuales tendrán la prioridad igual a la de las instituciones hospitalarias.

7.1.5.6 Ausencia de tensión en Subestaciones

Cuando se presente ausencia de tensión en una o varias subestaciones se realizará el siguiente procedimiento:

El operador de la subestación ejecutará las siguientes actividades:

- ✓ Verificar mediante los instrumentos de medida la ausencia de tensión y el estado de los interruptores.
- ✓ Abrir todos los circuitos de distribución (se exceptúan circuitos de enlace).
- ✓ Informar vía radio el evento, el estado de la subestación y demás información relacionada después de haber inspeccionado la subestación.
- ✓ Tomar las señales de los equipos de protección y demás alarmas
- ✓ Informar a Despacho

El Centro de Despacho con base en la información anterior identifica la causa del evento, determina la topología existente después del evento y procederá con la normalización parcial o total y/o con las realimentaciones previo análisis de las condiciones del sistema, aislamiento de la falla y las prioridades anteriormente definidas.

Inmediatamente después de normalizar parcial o totalmente se informará a los responsables para que procedan a solucionar las anomalías que se presentaron.

7.1.5.7 Eventos en el anillo de Subtransmisión

Cuando se presenten eventos en el anillo de subtransmisión se tendrá en cuenta las siguientes actividades:

El operador de la subestación ejecutará las siguientes actividades:

- ✓ Verificar los instrumentos de medida y el estado de los interruptores.
- ✓ Informar vía radio el evento, el estado de la subestación y demás información relacionada después de haber inspeccionado la subestación.
- ✓ Tomar las señales de los equipos de protección y demás alarmas
- ✓ Informar a Despacho

El Centro de Despacho, con la información recibida de todas las subestaciones y del Centro de Control de EPSA en el caso de subestaciones frontera identifica el evento ocurrido para conocer el estado del sistema (Interruptores abiertos, enlaces desenergizados, transformadores abiertos y cargas no atendidas, etc.).

Con base en la información anterior, el Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL, previo análisis de las condiciones del sistema procederá a normalizar parcialmente o totalmente y/o realimentaciones, dejando aislada la falla. La normalización de los circuitos se realizará teniendo en cuenta el esquema de prioridades anteriormente mencionado. Cuando estén involucrados activos de propiedad de EPSA u operados por EPSA, previamente se coordinará con ellos la normalización de esos activos.

El Centro de Despacho solicitará un grupo para revisión de los circuitos de enlace y/o subestación afectados. Si están involucrados activos de EPSA, se coordinará con ellos la respectiva revisión.

Después de las revisiones y reparaciones del caso se procederá con la normalización de los equipos y circuitos afectados.

Para la atención de los eventos se deben tener en cuenta los principios de agilidad, seguridad y economía (menor tiempo de interrupción) sin violar los límites operativos establecidos.

Todas las maniobras serán confirmadas a través del operador de la subestación previa verificación por parte de éste, de equipos e instrumentos ó a través de un sistema de supervisión.

7.1.5.8 Eventos en el Sistema de Transmisión Regional y/o Nacional

De acuerdo con los efectos, los eventos en el STR ó STN se clasifican como:

7.1.5.9 Oscilaciones

Se presentan cuando ocurren disparos en las líneas de interconexión del STN o del STR o salida de generadores. Para oscilaciones de frecuencia se debe cumplir con el esquema de eyección automática de carga vigente.

El Centro de Despacho solicitará al STR la información de los eventos donde se presenten oscilaciones de frecuencia o de tensión con las violaciones ocurridas para su análisis e informes respectivos.

7.1.5.10 Ausencias de tensión

Cuando se presenten ausencias en nuestro sistema por fallas en el STN o STR se procederá con lo siguiente:

El operador de la subestación ejecutará los pasos del numeral 6.2.7

El Centro de Despacho solicitará al Centro de Control de EPSA, información sobre el evento ocurrido y coordinará con ellos el proceso de restablecimiento del servicio teniendo en cuenta los rangos operativos de tensión y frecuencia de acuerdo con las condiciones de los sistemas.

Si se hace necesario implementar un plan de racionamiento, éste se realizará utilizando el mismo esquema de deslastre por baja frecuencia mientras que las necesidades no sean puntuales, en cuyo caso se analizará particularmente.

Una vez normalizado el servicio y con la información que suministre el CSM se harán los análisis e informes respectivos.

En todo caso se seguirán los procedimientos establecidos para las diferentes contingencias tipo.

8. PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS

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

Minimo impacto sobre la operación del sistema.
Minimizar el tiempo de interrupción con base en los indicadores de continuidad.

Seguridad en el sistema de potencia.

Evaluación de límites de intercambio.
Control de voltaje.
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.

8.1 Programación anual

Antes del 30 de noviembre 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 establece como criterio que el mantenimiento sobre los circuitos de distribución sean realizados con las redes energizadas con el propósito de no afectar los indicadores de continuidad del servicio establecidos por la CREG.

8.2 Programación semanal

Semanalmente se realizarán reuniones entre los responsables de operación y mantenimiento de cada área y el responsable del planeamiento operativo para coordinar y validar los mantenimientos a realizarse en la semana siguiente. Una vez definido este programa se elaborará el correspondiente aviso de suspensión para ser publicado por los medios de comunicación y se elaborarán las comunicaciones respectivas a las áreas relacionadas y al CSM según sea el caso.

El responsable de la zona elaborará las maniobras pertinentes de acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente.

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 Código de Distribución, las normas de Diseño y Construcción vigentes de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. y lo siguiente:

Antes de la puesta en servicio de cualquier equipo o red, el interventor presentará al Departamento de Telecontrol los planos aprobados para asignación de nodos y actualización en la base de datos. Igualmente se presentará a la dependencia que se indique 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 construcción de las redes se realizará cumpliendo con 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 centimetros
El empalme de los puentes horizontales no debe realizarse entre los aisladores de espigo.
En lo posible no efectuar 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.

Marcar los números de nodo indicados por EMCALI E.I.C.E. E.S.P..

Presentar solicitud de energización por parte del interventor de la obra. Este documento garantizará 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 6.

Todo proceso de energización debe ser realizado por personal debidamente autorizado por EMCALI E.I.C.E. E.S.P. y debe cumplir los procedimientos establecidos.

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

Cuando se trate de clientes de otros comercializadores diferentes a EMCALI E.I.C.E. E.S.P. se cumplirá con las disposiciones del SIC:

- El nuevo comercializador debe invitar al operador de la red y al cliente, para que asista a la instalación del medidor, como mínimo 5 días hábiles previos a la instalación del mismo.
- El acta de instalación debe ser firmada por los asistentes
- Si alguno de los involucrados no asiste se debe dejar constancia en el acta. Se remite al SIC, con copia de la carta de invitación y firma de recibido por el operador de la red.

El equipo de medición incluyendo los transformadores de potencial y de corriente deberá ser probado y calibrados por una entidad acreditada ante la Superintendencia de Servicios Públicos. Para el caso de usuarios no regulados que cambien de comercializador o que se conecten por primera vez al sistema de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. deben instalar medidor que permita telemedida. O sea que el medidor debe tener facilidades de modem y memoria para poder accesarlo remotamente.

Los equipos de protección y medición deberán cumplir con los requerimientos establecidos en el Código de Distribución, Código de Redes y sus modificaciones.

10 CONEXIÓN DE EQUIPOS Y REDES NUEVAS DEL OR

Para la conexión de equipos y redes nuevas del OR se tendrá en cuenta lo establecido en el Código de Distribución, las normas de Diseño y Construcción vigentes de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. y lo siguiente:

Antes de la puesta en servicio de cualquier equipo o red, el interventor presentará al Departamento de Telecontrol los planos aprobados por la dependencia responsable de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. para asignación de nodos y actualización en la base de datos. Igualmente se presentará a la dependencia que se indique el protocolo de pruebas del transformador, de los equipos de potencia y pruebas de los cables de potencia. También se entregará una copia al Departamento de Telecontrol de la documentación técnica de los equipos de potencia, de medida y protección, acompañada de los respectivos planos.

No se autorizará la energización de equipos o redes si previamente no se encuentra en el Centro de Despacho la documentación pertinente y el protocolo de puesta en operación debidamente diligenciado.

Telecontrol podrá solicitar la ejecución de pruebas adicionales que considere necesarias para garantizar la seguridad y la confiabilidad de la operación de los nuevos equipos o instalaciones.

Los equipos de medición y protección serán programados y/o verificados por EMCALI E.I.C.E. E.S.P. antes de su puesta en operación.

Telecontrol suministrará la información relacionada con la medición instalada al área de Comercialización y/o CSM.

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

Cuando se trate de activos nuevos a conectar al STR se deberá cumplir con los protocolos establecidos por el CSM.

Los equipos de protección y medición deberán cumplir con los requerimientos establecidos en el Código de Distribución, Código de Redes y sus modificaciones.

11 OPERACIÓN DE EQUIPOS Y REDES DE EMCALI E.I.C.E. E.S.P. POR PARTICULARES

Los particulares podrán realizar la operación de equipos de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. y/o maniobras, solamente con la coordinación de un funcionario de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. quien se comunicara con Despacho vía radio; cuando este sistema no este operativo se realizara vía teléfono fijo o celular.
En caso contrario los trabajos serán realizados por personal de EMCALI E.I.C.E. E.S.P..

El particular deberá contar con el equipo necesario y adecuado para ejecutar los trabajos y cumplir las normas de seguridad requeridas y exigidas por EMCALI E.I.C.E. E.S.P. según sea el caso.

Cuando EMCALI E.I.C.E. E.S.P. lo considere necesario se autorizará a los particulares la utilización de equipo de comunicaciones, previo el cumplimiento de los requisitos exigidos, para la realización de maniobras y operaciones sobre las redes y equipos. En este caso no será necesaria la presencia de funcionarios de EMCALI E.I.C.E. E.S.P..

Los clientes atendidos por otros comercializadores, que requieran de operaciones en los equipos de conexión de su sistema deberán hacer la solicitud directa a EMCALI E.I.C.E. E.S.P. OR, ó a través de su Comercializador para que éste a su vez realice las correspondientes gestiones con el OR. En todo caso cualquier maniobra sobre las redes deberá ser coordinada previamente con EMCALI E.I.C.E. E.S.P..

Los particulares podrán realizar trabajos con redes energizadas previa certificación por parte de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. a su personal, equipos y herramientas. Esta certificación será un documento que acredite a la firma particular una vez cumplidos los trámites establecidos para tal fin y por un tiempo determinado.

En todo caso los particulares deberán ajustarse a los procedimientos establecidos en este manual y demás normas vigentes en EMCALI E.I.C.E. E.S.P.. En caso contrario se aplicarán las sanciones previstas.

12 CONSIGNAS OPERATIVAS

Las consignas operativas tienen como objetivo:

Unificar los criterios utilizados en las maniobras y procedimientos operativos
Garantizar un lenguaje común para la interpretación correcta de las instrucciones.
Coordinación con el Centro de Despacho y del Centro de Despacho con el CSM
Seguridad del personal y los equipos en las maniobras a ejecutar
Prevención de fallas por errores de operación
Sujeción a los procedimientos y pautas establecidas en este manual

12.1 Consignas Operativas en Condiciones Normales

No se ejecuta ninguna maniobra programada si no está en Despacho la documentación respectiva.

En todo caso el Centro de Despacho es el único autorizado para efectuar la coordinación y la operación del sistema de distribución.

Los perfiles de tensión deberán permanecer dentro los límites establecidos por la reglamentación.

Ningún equipo se debe someter a sobrecargas

Las temperaturas de los transformadores de potencia se deben monitorear periódicamente.

Las presiones de fluidos se deben monitorear periódicamente.

El deslastre automático de carga debe mantenerse operativo

Toda instrucción debe ser confirmada en doble sentido de comunicación.

En todo trabajo a realizar se darán recomendaciones sobre seguridad por parte del Centro de Despacho.

En todo trabajo de campo sobre redes desenergizadas se debe verificar ausencia de tensión, realizar puesta a tierra y cumplir demás normas de seguridad para protección del personal y los equipos.

Todos los trabajos sobre redes energizadas se ejecutarán con los elementos de protección personal y equipos necesarios.

Todas las maniobras de operación deben realizarse en forma clara y precisa.

Durante maniobras sobre equipos se hará referencia a ellos utilizando la nomenclatura y/o terminología operativa estandarizada.

Antes de la energización de una instalación, Despacho solicitará confirmación de los números de nodo marcados en campo, marquillas o faseos para dar vía libre a las maniobras del caso.

12.2 Consignas Operativas en Condiciones de Emergencia

Se consideran emergencias las siguientes situaciones:

Eventos donde se comprometa la seguridad ciudadana
Disparo masivo de más del 20 % de los circuitos de distribución
Ausencia de tensión en barras de subestación
Eventos del STR o STN que afecten masivamente el sistema de EMCALI E.I.C.E. E.S.P.
Condiciones de inestabilidad del sistema (frecuencias y tensiones fuera de rango)
Riesgo inminente de falla en equipo de potencia
Catástrofes naturales.

12.2 Consignas Operativas en Condiciones anormales de orden público.

Deben observarse las siguientes consignas:

Proceder de acuerdo con la jerarquía de prioridades definida anteriormente.
El sistema de comunicaciones se declara en emergencia asignando la prioridad al Centro de Despacho.
La disponibilidad de los recursos de equipos y personal se coordinará de acuerdo con la jerarquía de prioridades definida anteriormente.
Todas las maniobras deben realizarse en forma clara y precisa.
Durante maniobras sobre equipos se hará referencia a ellos utilizando la nomenclatura y/o terminología operativa estandarizada.

Las emergencias que involucren al STR serán coordinadas con el CSM.
Informar a las entidades de atención de emergencias y autoridades correspondientes.

12.3 Consignas para Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP)

Cuando existan condiciones anormales de orden público se seguirán las instrucciones impartidas por el C.N.O. A través del CSM y las establecidas por EMCALI E.I.C.E. E.S.P. cuando se presenten localmente.

13 COMUNICACIONES

Las comunicaciones de voz para la coordinación de maniobras serán a través del sistema de radio; cuando este sistema no este operativo se realizara vía teléfono fijo o celular, según lo definido por EMCALI E.I.C.E. E.S.P.. El uso del sistema de comunicaciones se realizará cumpliendo lo siguiente:

Sólo tendrán acceso al sistema de comunicaciones aquellas personas o entidades que hayan sido previamente autorizadas por EMCALI E.I.C.E. E.S.P..

Toda persona que accese al sistema de comunicaciones deberá identificarse con el código de identificación previamente asignado por EMCALI E.I.C.E. E.S.P.. Las instituciones de socorro, seguridad y apoyo se identificarán por su nombre respectivo.

El usuario del sistema de comunicaciones deberá establecer el intercambio de información de una 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. La frecuencia operativa (Despacho) no se podrá utilizar para transmitir información diferente a la relacionada con la operación del sistema de distribución.

Toda comunicación relacionada con maniobras debe contener como mínimo la siguiente información:

Código de la persona que emite la comunicación

Identificación de dirección y número de nodo sobre la red

Identificación del equipo, estructura o elemento de la red o de subestación del que se requiere información ó se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas.

Instrucción operativa

La persona que recibe la información repetirá la misma, para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente.

14 REGISTRO DE INFORMACIÓN

El comportamiento del sistema en condiciones normales o de contingencia deberá ser registrado en los medios de almacenamiento disponibles. (Preferiblemente utilizando herramientas digitales).

La información se clasifica en tres clases:

14.1 Información operativa

Es la que está relacionada con los estados de los equipos, redes y cambios de topologías del sistema. Debe registrarse la siguiente información en el Centro de Despacho:

Fecha (día, mes, año)
Hora militar (0:00 hasta 24:00)
Evento
Causa y responsable
Lugar y número de nodo de referencia
Responsables de la ejecución y/o consignación
Condiciones anormales
Trabajos realizados
Cambios de equipos o modificaciones de la red
Identificación de los equipos involucrados
Demás información complementaria de interés
La anterior información debe registrarse inmediatamente después de ocurrido el evento.

En cada subestación, los operadores registrarán en la bitácora la siguiente información:

Fecha (día, mes, año)
Hora militar (0:00 hasta 24:00)
Evento
Responsables de la ejecución y/o consignación
Condiciones anormales en los equipos de la subestación
Descripción de los trabajos realizados en la subestación
Cambios de equipos o modificaciones en la subestación

Identificación de los equipos intervenidos
Demás información complementaria de interés
Ingreso de personal a la subestación
Ingreso y retiro de elementos y equipos.

14.2 Información de supervisión del sistema

Comprende la información relacionada con las variables de comportamiento del sistema tanto en las subestaciones como en las redes.

La información se capturará en lo posible a través de equipos de monitoreo y será almacenada local o remotamente utilizando infraestructura de comunicaciones.

En los casos donde no se disponga de equipos de monitoreo, la información se capturará manualmente cada hora y cada media hora entre las 10-12 y las 17-19 horas o cuando el Centro de Despacho lo solicite. La información será registrada en las planillas respectivas y transmitida al Centro de Despacho e ingresada a las bases de datos correspondientes.

Las variables eléctricas a ser monitoreadas son:

Voltajes
Corrientes
Potencias
Energías
Factor de Potencia
Temperaturas
Presiones de aire y gas
Las que indique el Departamento de Telecontrol

14.3 Información de la infraestructura eléctrica

Está relacionada con las modificaciones a información existente o a la creación de información nueva relacionada con el sistema de distribución y requerida para su operación.

Para el ingreso de la información se cumplirán los procedimientos y protocolos establecidos para tal fin.

La información a ingresar debe ser verificada previamente en campo. La actualización tiene que ver con lo siguiente:

Construcción de nuevas redes
Reforma de redes
Reconfiguración de circuitos y subestaciones
Montaje de equipos en la red y en las subestaciones
Marcación y registro de números de nodos
Inventarios de la infraestructura eléctrica.

Las actualizaciones deben realizarse en firme inmediatamente ocurra en el campo la modificación.

La marcación de nodos se realizará previamente o durante la ejecución de los trabajos. Esta condición es indispensable para dar vía libre a energizaciones o maniobras.

Todos los equipos de subestaciones y de flexibilidad deberán identificarse con una nomenclatura estandarizada y estar registrados en una base de datos.

Para efectos de la seguridad de la información se deberá mantener sistemas de backup que garanticen respaldo en caso de una contingencia en el sistema de información principal.

14.4 Información de la Topológica de la red

EMCALI E.I.C.E. E.S.P. mantendrá actualizado con tecnología digital un sistema de información con la topología de las redes tanto en forma gráfica como alfanumérica.

15 CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad del servicio se regirá por lo establecido en el capítulo 6 de la resolución CREG 070 y/o sus modificaciones.

Todo nuevo usuario antes de conectarse al sistema de distribución de EMCALI E.I.C.E. E.S.P. debe cumplir los requisitos establecidos en el Código de Distribución en cuanto a los parámetros que tienen que ver con la calidad del servicio.

Las tensiones en barras de subestaciones se mantendrán en los niveles requeridos para garantizar los perfiles de voltaje en la red de distribución.

16 INFORMES ESTADÍSTICOS

De acuerdo con lo establecido en el Código de Distribución y/o el Código de Redes se intercambiará la información operativa exigida en ésta reglamentación entre los diferentes agentes y/o los clientes.

Con base en la información registrada en las diferentes bases de datos se elaborarán los siguientes informes periódicos:

Indicadores de continuidad del servicio (DES y FES)
Perfiles de voltaje en barras
Perfiles de carga de alimentadores y subestaciones
Balances de energías en subestaciones
Factores de potencia por subestación
Demandas no atendidas
Interrupciones
Cargabilidad de tansformadores de distribución
Inventario de infraestructura eléctrica
Indisponibilidad de equipos
Contingencias
Número de daños atendidos y reparados
Tiempos de reparación de daños
Número de llamadas atendidas y abandonadas

17 INVENTARIO DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Se deberá mantener actualizada información que comprenda un inventario de los componentes de la red y las subestaciones. En general se mantendrá lo siguiente:

Subestaciones

Localización de las subestaciones de distribución
Tipo (Exterior, Interior, Encapsulada, Móvil)
Capacidad y descripción de Unidades de transformación
Posibilidades de ampliación
Niveles de Tensión
Configuración de barrajes
Descripción de equipos de potencia, protección, supervisión y control
Equipos de compensación
Servicios auxiliares
Equipos de comunicaciones
Diagramas unifilares
Sistema de puesta a tierra
Fecha de puesta en operación

Redes de distribución primaria y secundaria

Nivel de tensión
Longitud
Número de circuitos
Capacidad de transporte
Tipo de estructura
Subestación a la cual está conectada
Distancia media entre estructuras o cámaras
Configuración
Calibres de conductores por tramo
Equipo conectado (Localización y características)
Sistema de neutro
Características de canalizaciones
Fecha de puesta en operación

18 SEGURIDAD

18.1 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 identificaran 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 multifuncionales.

En cada subestación existirá un diagrama unifilar de 1.20 x 0.80 mts sobre la pared de la sala de operación.

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 garantizar 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 rompefuegos o en su defecto sistemas contraincendio.

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 con su respectivo nodo que corresponda al de la base de datos y los planos.

Todos los equipos sobre la red deben mantenerse operativos y debidamente identificados

Todas las salidas de circuitos en las subestaciones deberán de estar identificadas claramente y legibles desde el piso.

En toda acometida subterránea se identificará el número de nodo y punto hacia el cual alimenta.

Todas las salidas de las cajas de maniobras y barrajes elastoméricos estarán debidamente marcadas con la dirección, nombre y número de nodo hacia el cual se dirige la alimentación.

Todas las cámaras que contengan equipo de maniobra y/o transformadores que no sean del tipo sumergible tendrán un sistema de evacuación de agua que prevenga su inundación.

18.2 Seguridad Industrial

En cada subestación deberán existir equipos de extinción de fuego causado por equipos eléctricos.

En cada subestación deberá permanecer en buen estado los elementos de seguridad personal, tales como guantes, casco, botas, capa, linterna, pértiga.

En las subestaciones deberá mantenerse un botiquin de primeros auxilios y una camilla acondicionada para transporte de accidentados.

Todo el personal que ejecute trabajos sobre las redes o equipos de las subestaciones deberá 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.

19 RESPONSABLES DE LA OPERACIÓN

Será responsable por la operación del sistema, el Ingeniero de Operación y Mantenimiento II del área funcional supervisión operativa del SDL del Centro de Despacho en turno quien coordinará las actividades pertinentes con los operadores de subestación y personal en campo autorizado por EMCALI E.I.C.E. E.S.P..

El encargado del mantenimiento de las subestaciones y redes será el responsable de mantener operativos todos los equipos de su sistema.

El área de protecciones y medidas será responsable de la adecuada coordinación y funcionamiento de las protecciones y medidas del sistema.

Los encargados de cada una de las zonas serán responsables de realizar las acciones sobre las redes y subestaciones para que los indicadores se mantengan dentro de valores permitidos.

El encargado del planeamiento operativo será el responsable de la coordinación de la operación del sistema con los diferentes agentes y realizará gestión sobre el desempeño del sistema.

20 COMITÉ OPERATIVO

Estará conformado por los Jefes responsables de la operación y el mantenimiento de las zonas, el responsable del planeamiento operativo y el responsable de Telecontrol.

Este comité se reunirá por lo menos una vez al mes y tendrá las siguientes funciones:

Analizar y evaluar el comportamiento del sistema

Definir criterios para asegurar que los procesos operativos se cumplan en cada zona

Coordinación de actividades relacionadas con la operación y el mantenimiento

Evaluar la disponibilidad de los recursos requeridos para la operación y el mantenimiento.

Evaluar el cumplimiento de los programas de mantenimiento establecidos

Efectuar recomendaciones.

Copia de las actas de este comité deberán ser remitidas a la Gerencia, Subgerencias y demás áreas.

21 RECEPCIÓN DE DAÑOS Y COORDINACIÓN DE REPARACIONES

EMCALI E.I.C.E. E.S.P. mantendrá operativo las 24 horas un sistema automático inteligente de recepción y distribución de llamadas a través del cual los usuarios informarán anormalidades del servicio y/o solicitarán información relacionada con el servicio.

La información relacionada con los daños se registrará en un sistema de información que permita su clasificación, agrupamiento y asignación para su atención oportuna dentro de los estándares establecidos por la Empresa. El sistema de información garantizará el suministro de la información estadística necesario para evaluar el desempeño del proceso.

Los daños serán distribuidos y asignados para su respectiva reparación teniendo en cuenta las prioridades. Una vez los daños sean reparados se garantizará la actualización de la información respectiva en la base de datos.

Los responsables de las zonas mantendrán los recursos humanos y técnicos necesarios para una atención eficiente de los daños.

22 ANEXOS

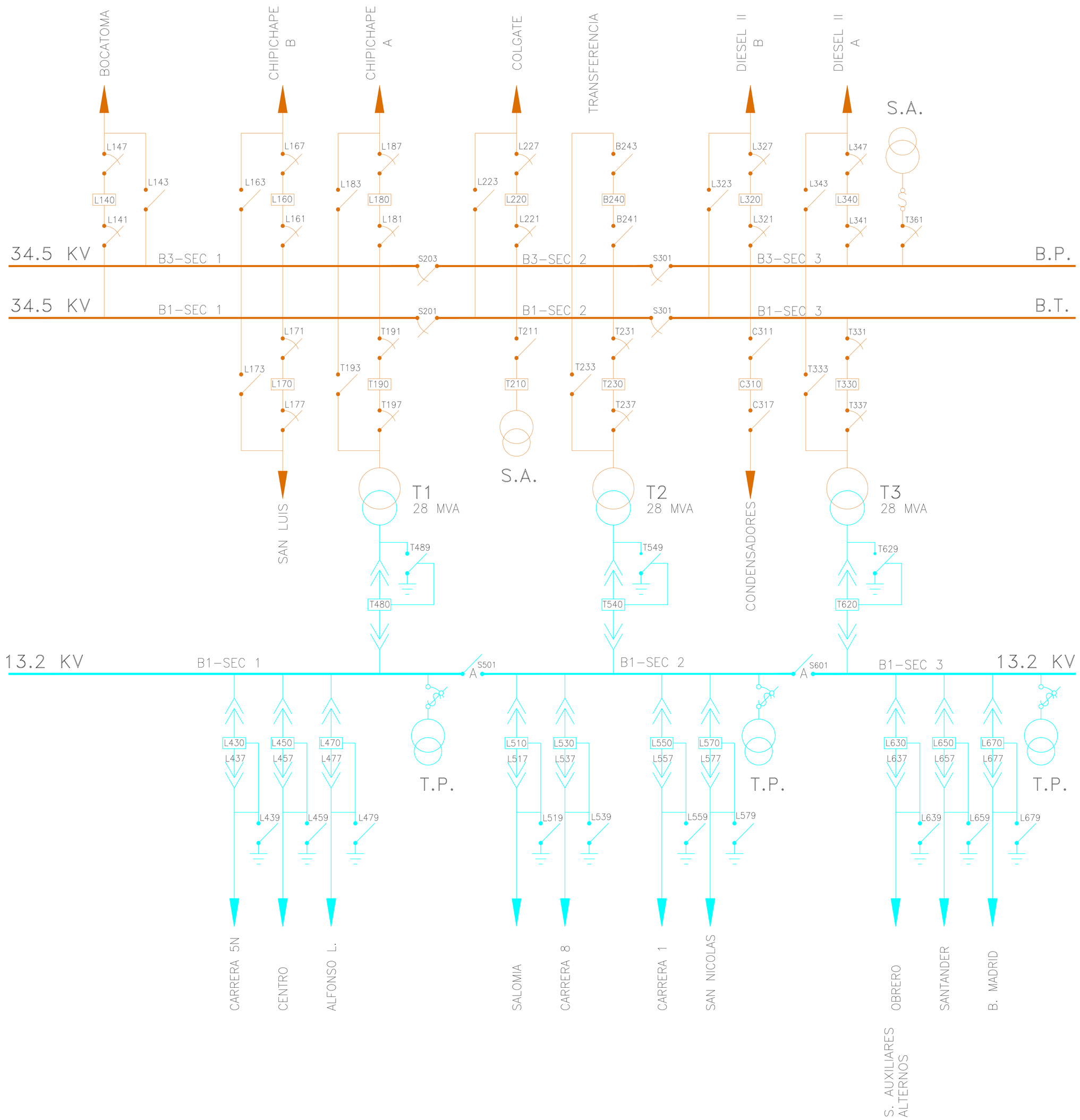
Diagrama Unifilar de cada subestación

23 OBSERVACIONES

Las personas que participaron en la documentación y actualización del presente Manual de Operación del Sistema de Distribución de EMCALI, teniendo en cuenta una versión que fue elaborada anteriormente fueron:

Jorge Mauricio Donneys	Ingeniero de Operación y Mantenimiento II
Jairo Fernando Aguirre	Ingeniero de Operación y Mantenimiento II
Jairo Torres Echeverri	Ingeniero de Operación y Mantenimiento II
Daniel González	Ingeniero de Operación y Mantenimiento II
Victor Hugo Ordóñez	Ingeniero de Operación y Mantenimiento II
Jairo Palechor	Ingeniero de Operación y Mantenimiento II
Alfredo Rodríguez	Ingeniero de Operación y Mantenimiento II

Elaborado por: Carlos Humberto Gomez	Cargo: Ingeniero de Operación y Mantenimiento I	Firma:
Revisado por: Adolfo León Aponte	Cargo: Jefe de Departamento de Operación	Firma:
Aprobado por: Aicardo Espinosa	Cargo: Director de Distribución de Energía.	Firma:



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

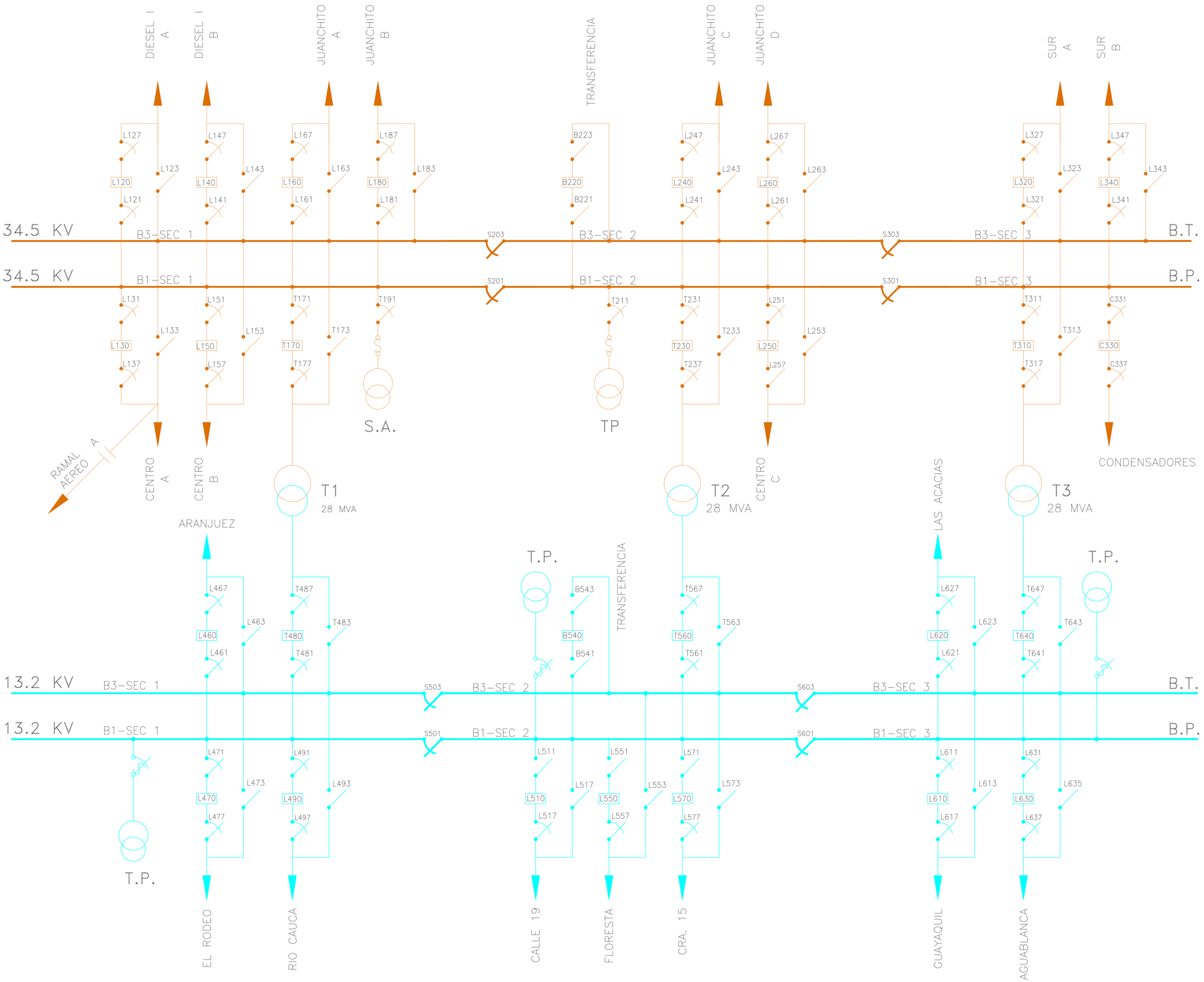
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/13.2 KV
SUBESTACION DIESEL I (03)



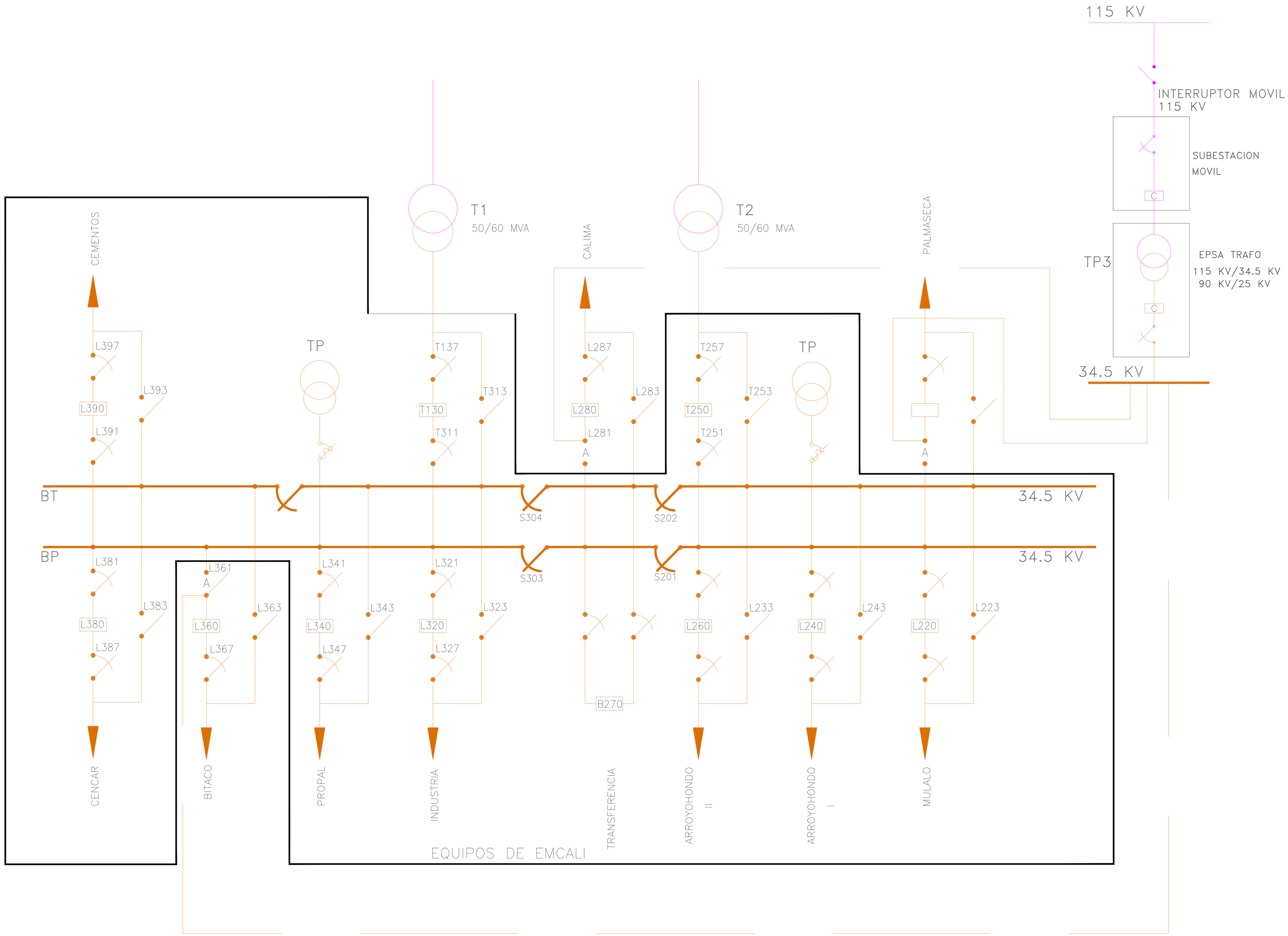
EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV
SUBESTACION DIESEL II (04)



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

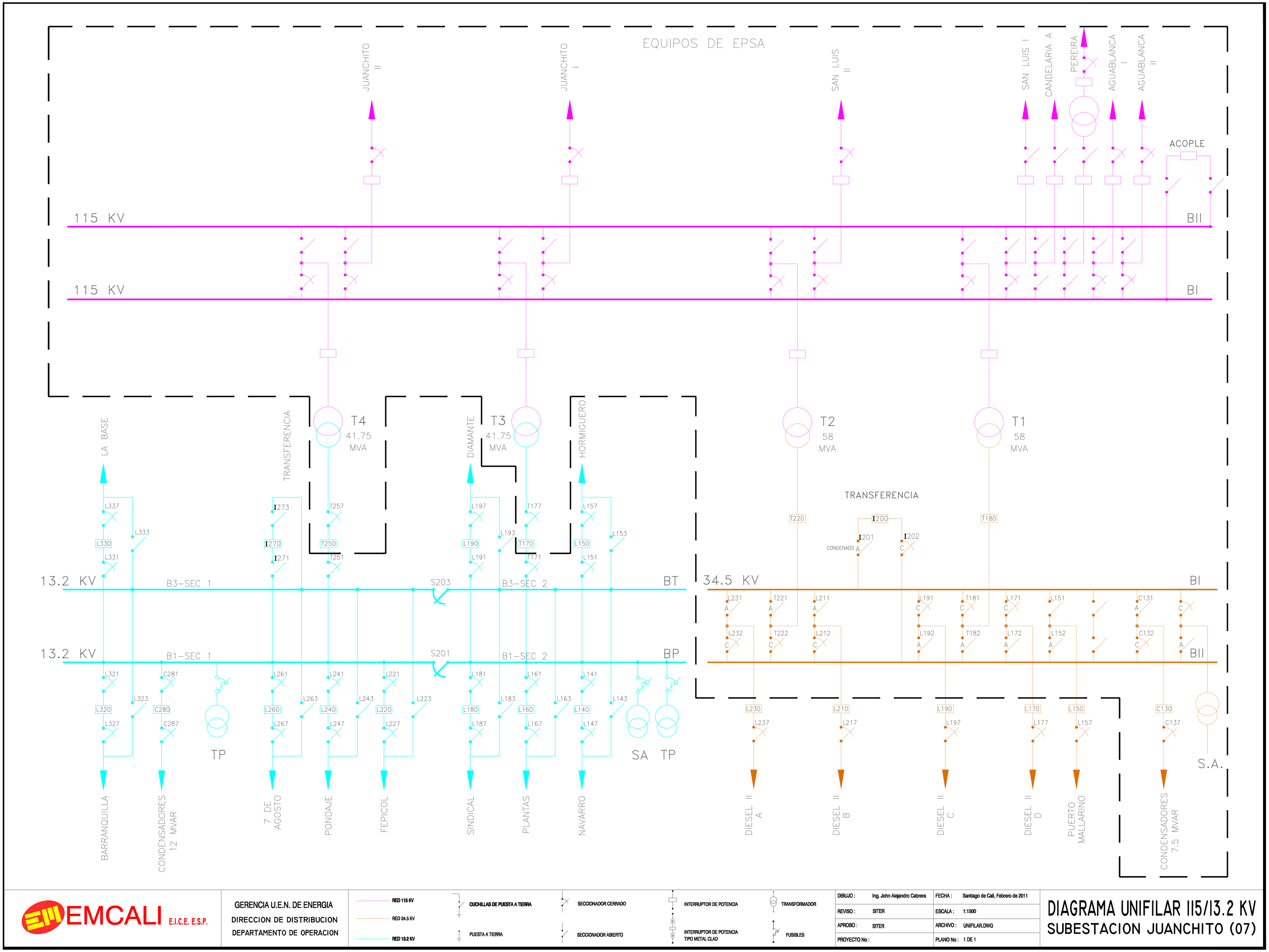
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5 KV

SUBESTACION TERMOYUMBO EMCALI/CHIDRAL (I2)



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

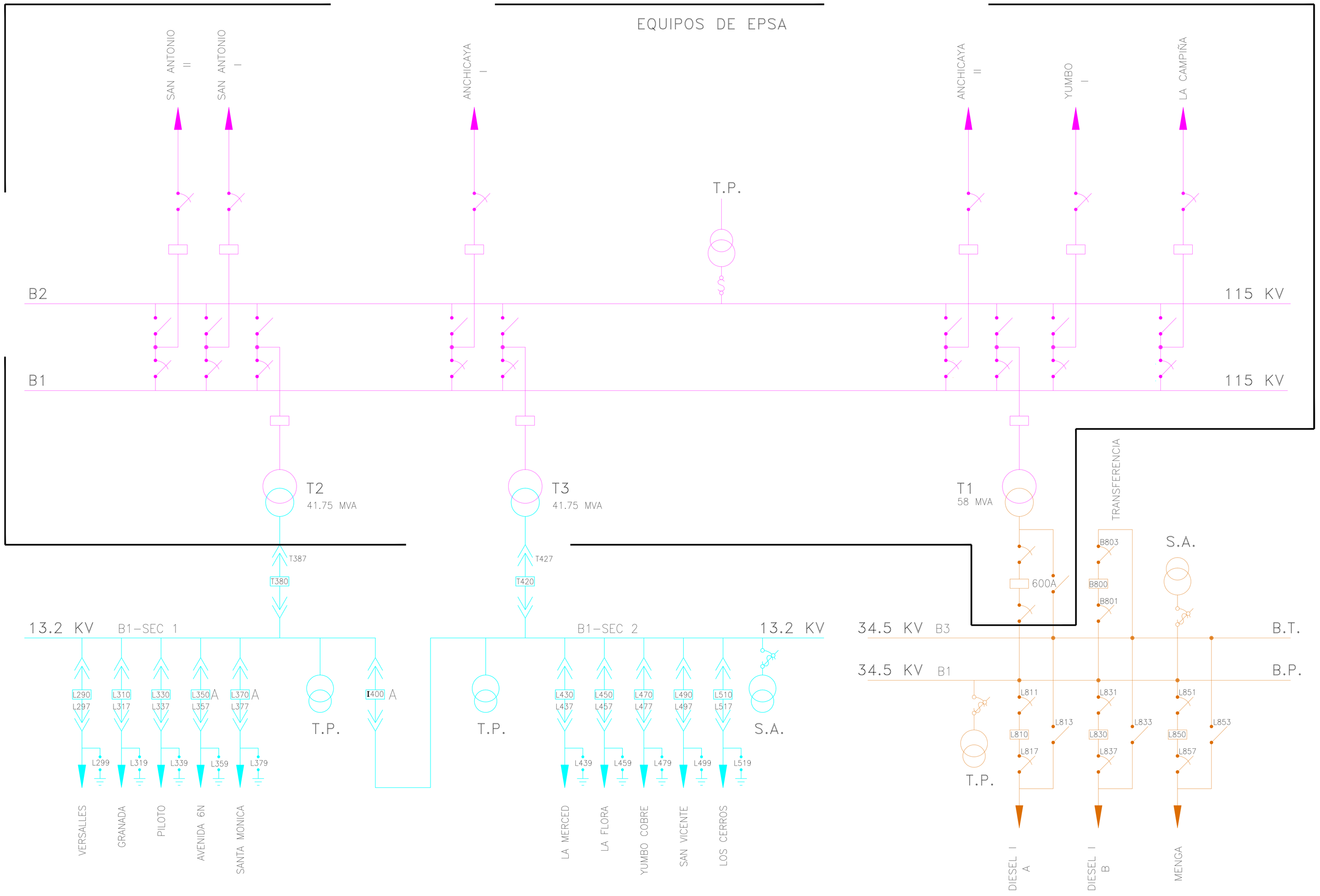
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Febrero de 2011
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/13.2 KV
SUBESTACION JUANCHITO (07)

JACA 2011



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

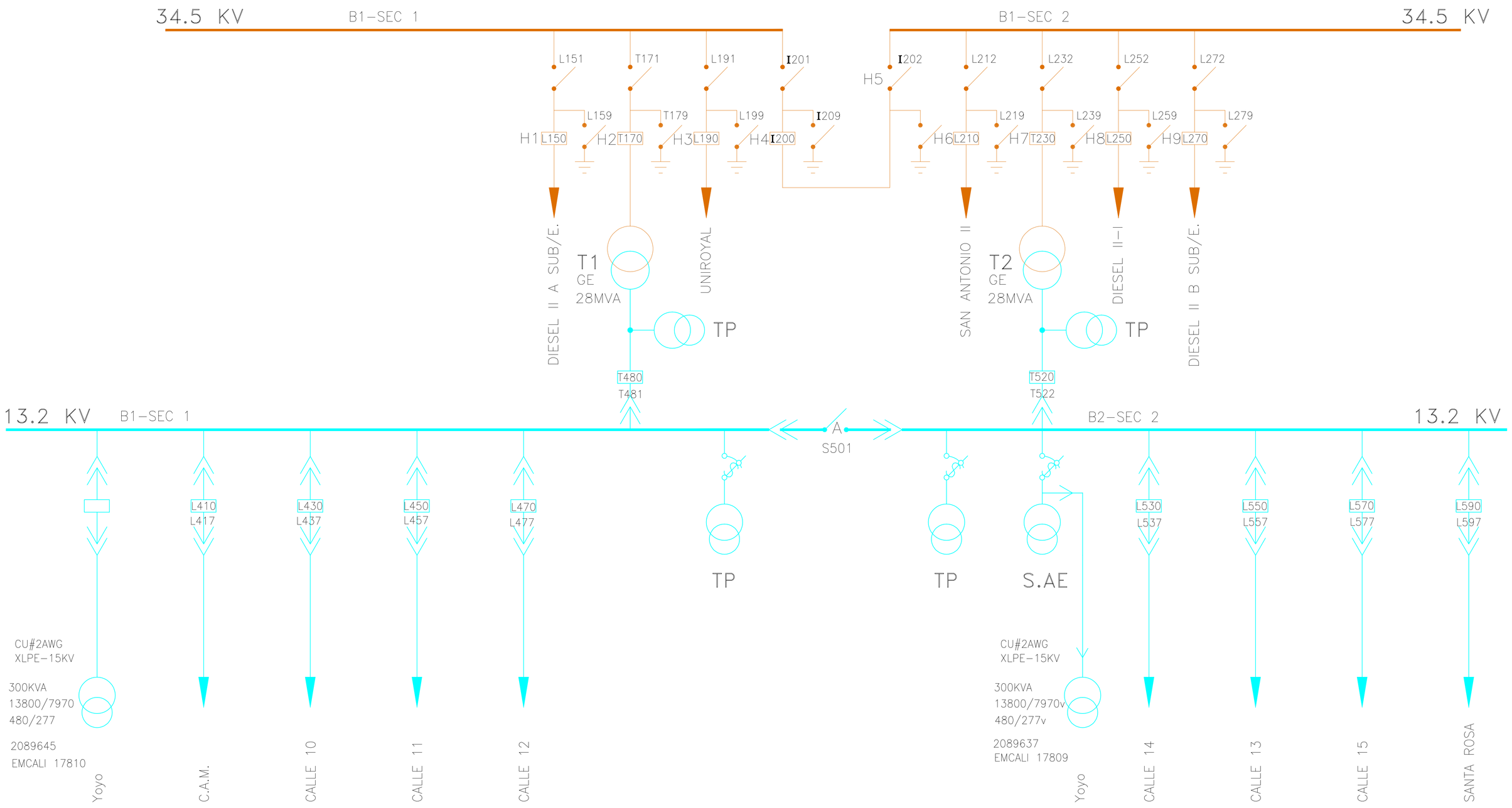
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/34.5/13.2 KV
SUBESTACION CHIPICHAPE (02)

JACA 2011



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

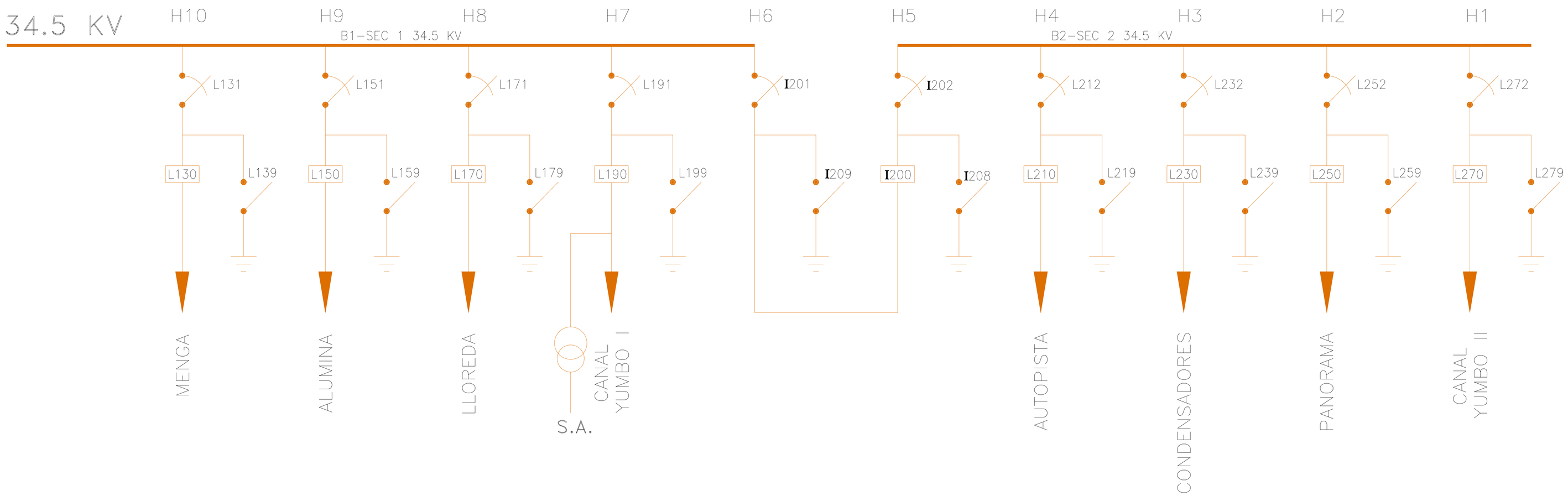
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Noviembre de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/13.2 KV
SUBESTACION CENTRO (06)

JACA 2011



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

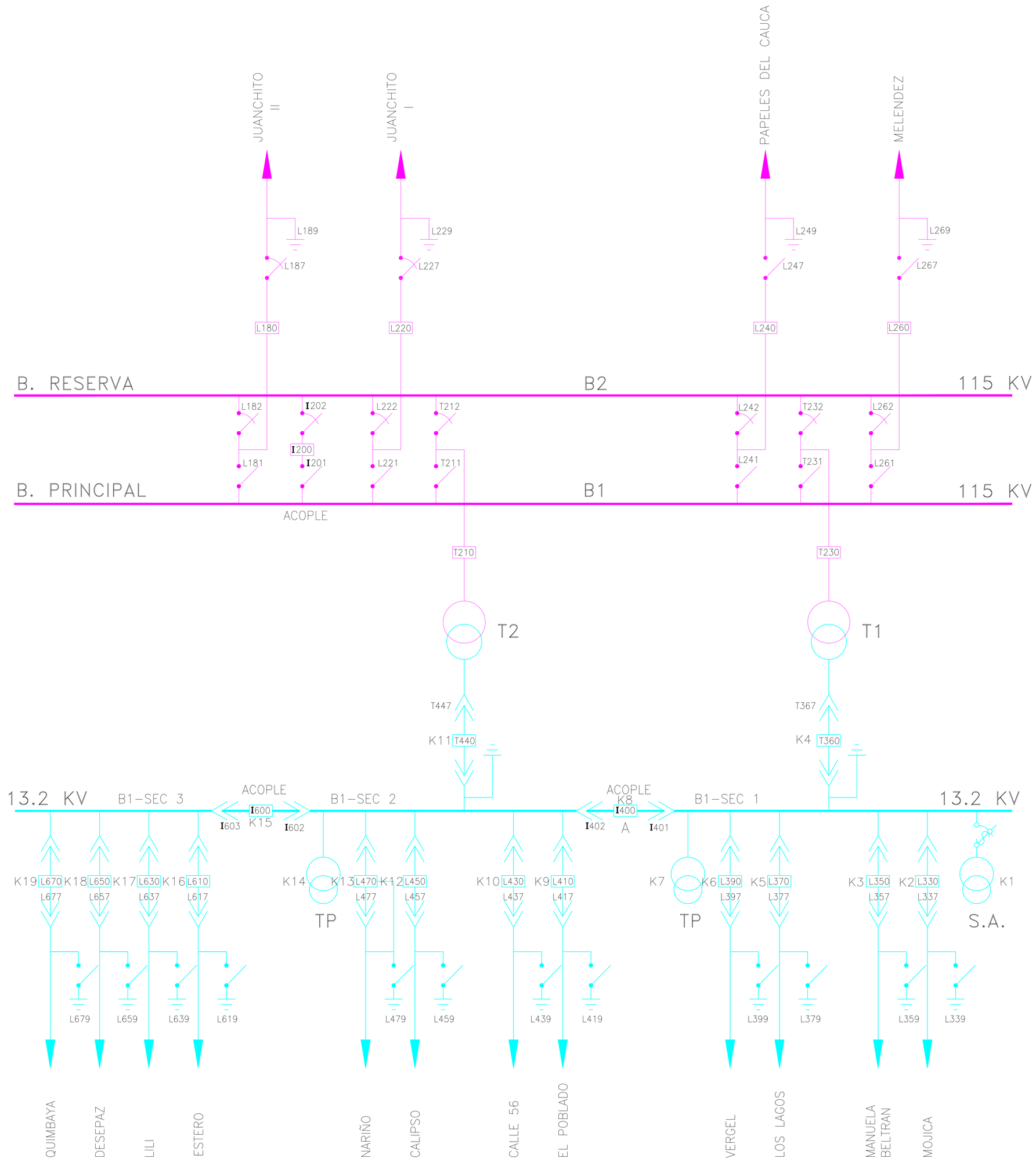
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5 KV
SUBESTACION ARROYOHONDO (09)

JACA 2011



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

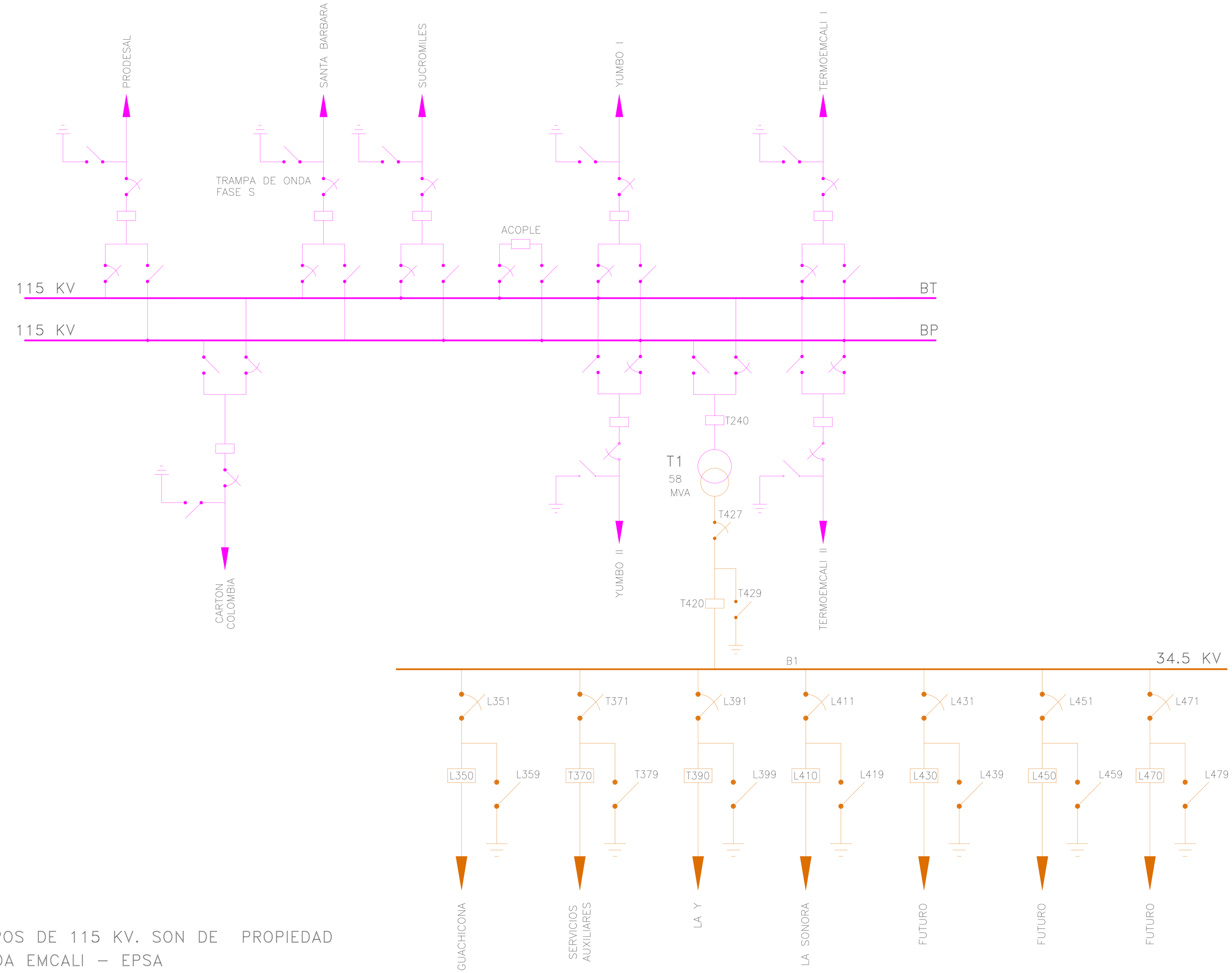
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Febrero de 2011
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/13.2 KV
SUBESTACION AGUABLANCA (10)

JACA 2011



NOTA : LOS EQUIPOS DE 115 KV. SON DE PROPIEDAD COMPARTIDA EMCALI – EPSA

EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

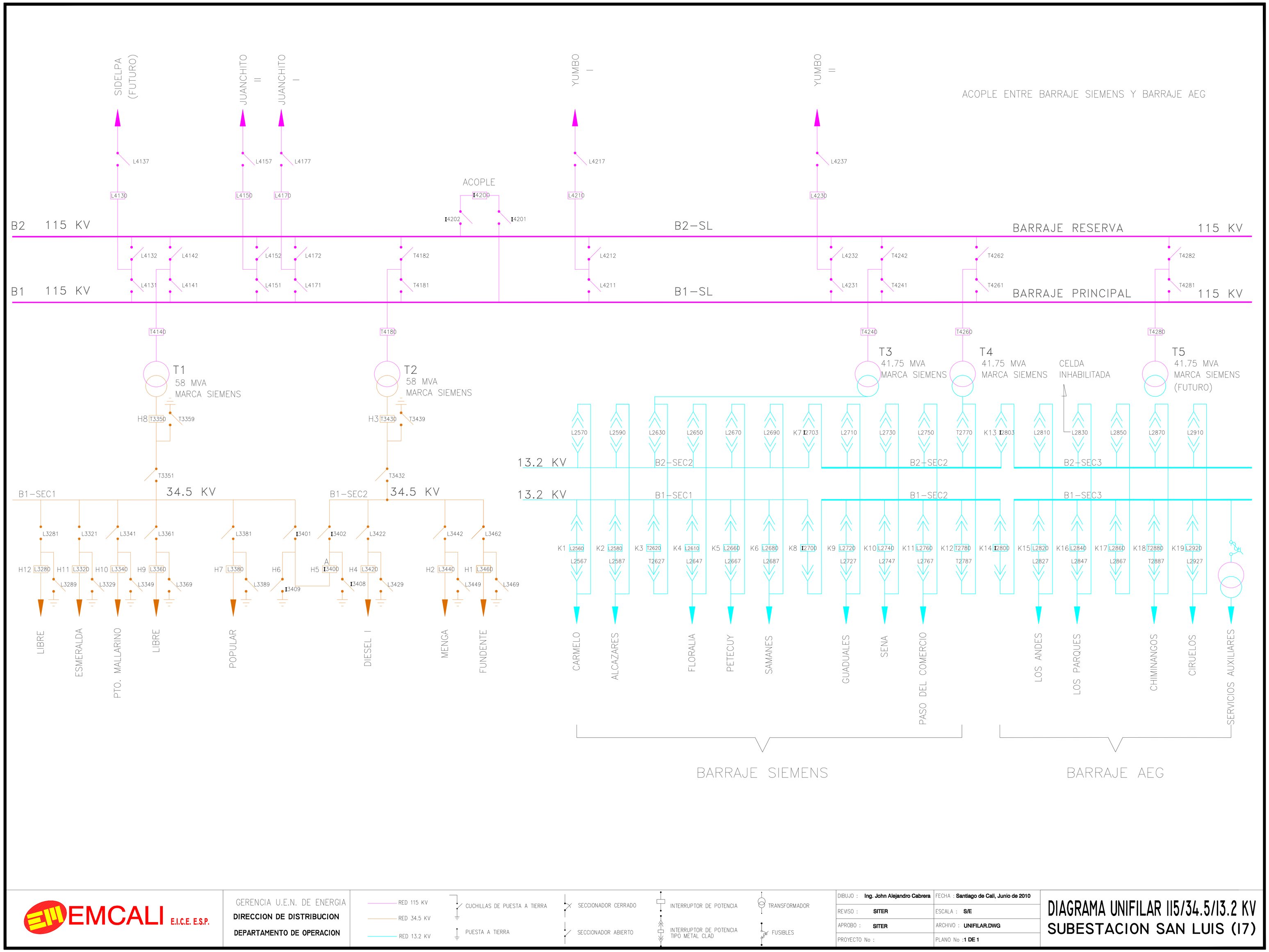
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/34.5 KV
SUBESTACION GUACHAL (21)

JACA 2011



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

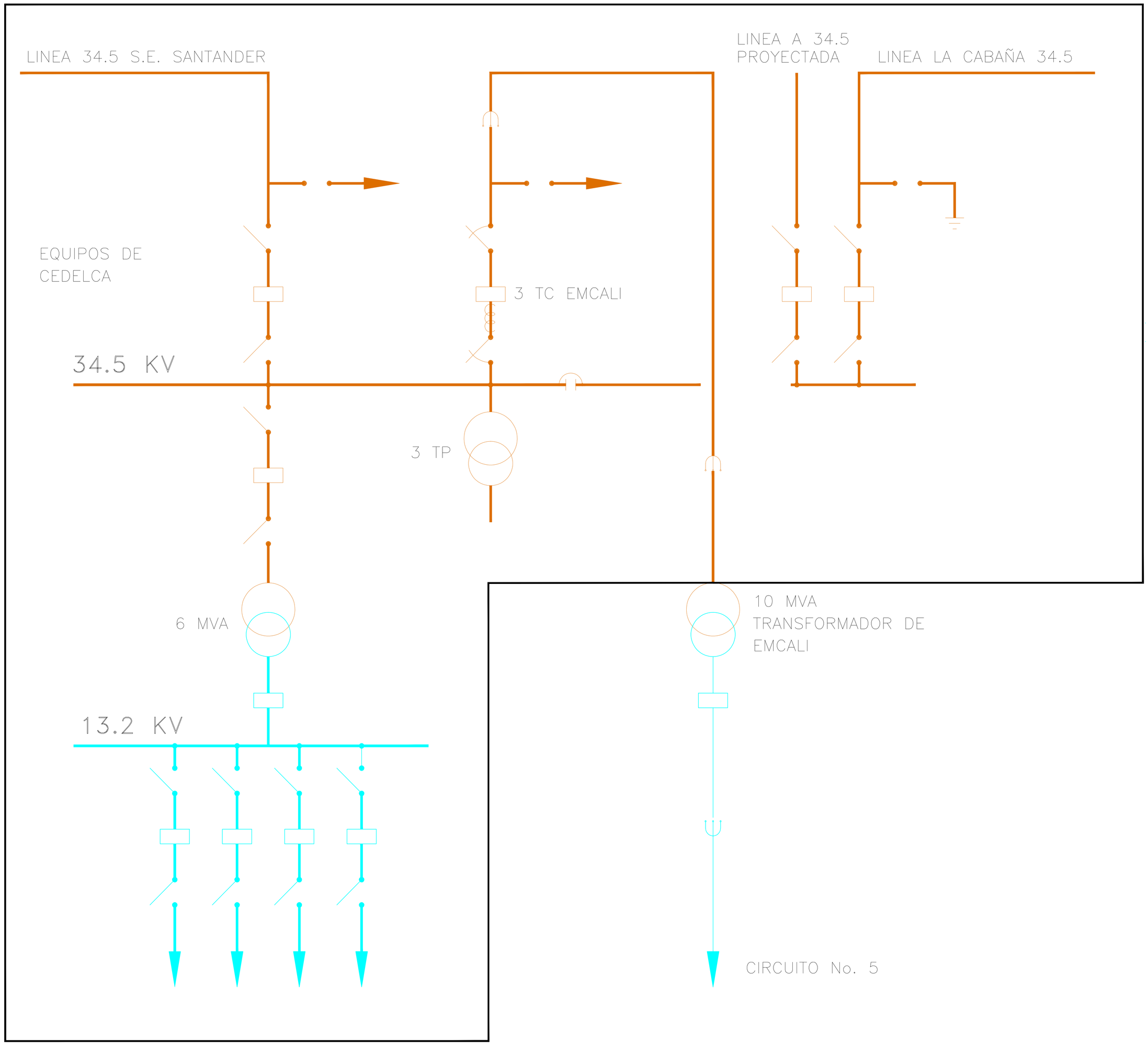
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	S/E
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/34.5/13.2 KV
SUBESTACION SAN LUIS (17)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

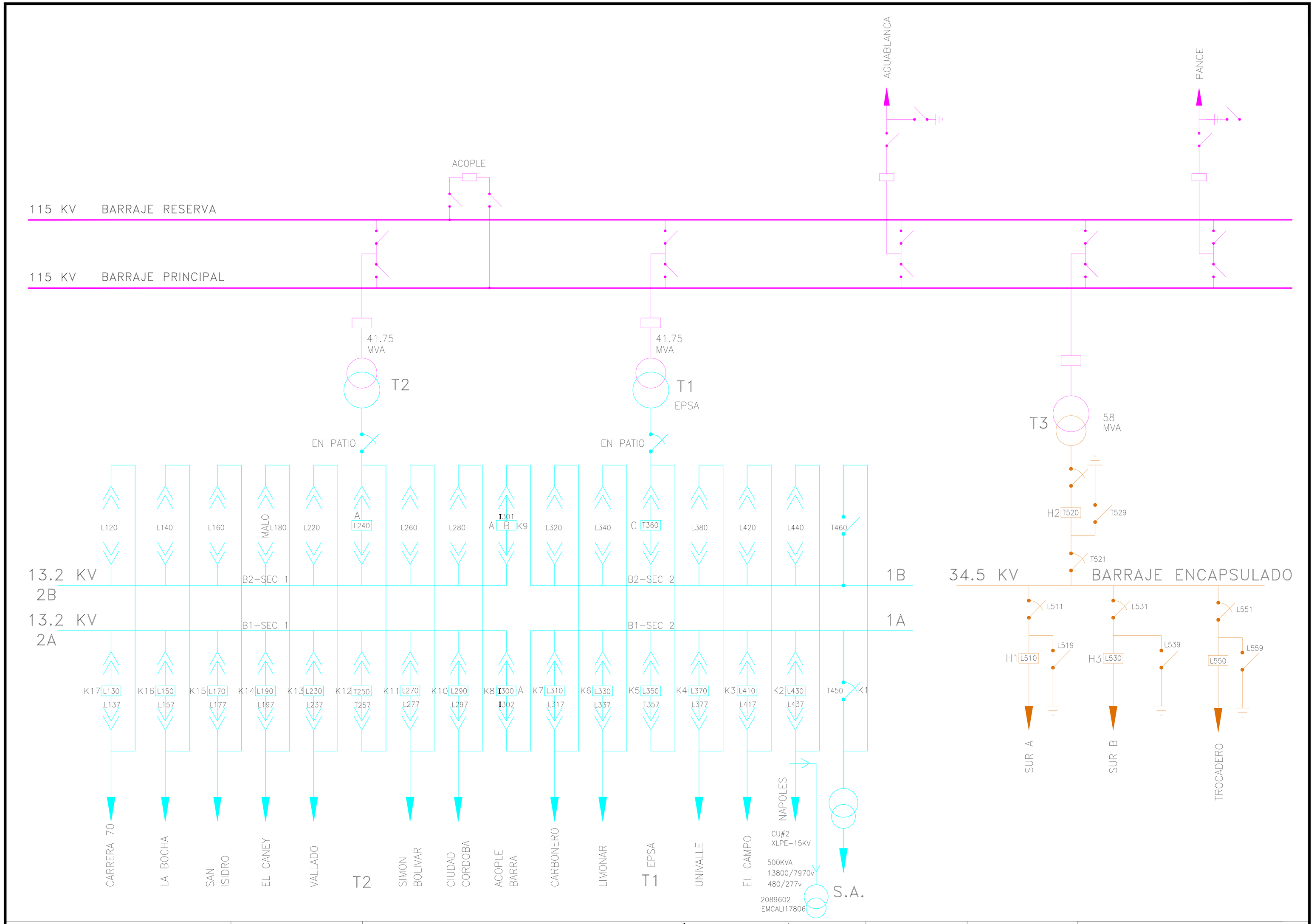
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO : Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA : Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO : SITER	ESCALA : 1:1500
APROBO : SITER	ARCHIVO : UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :	PLANO No :1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV
SUBESTACION PUERTO TEJADA-CEDALCA (19)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

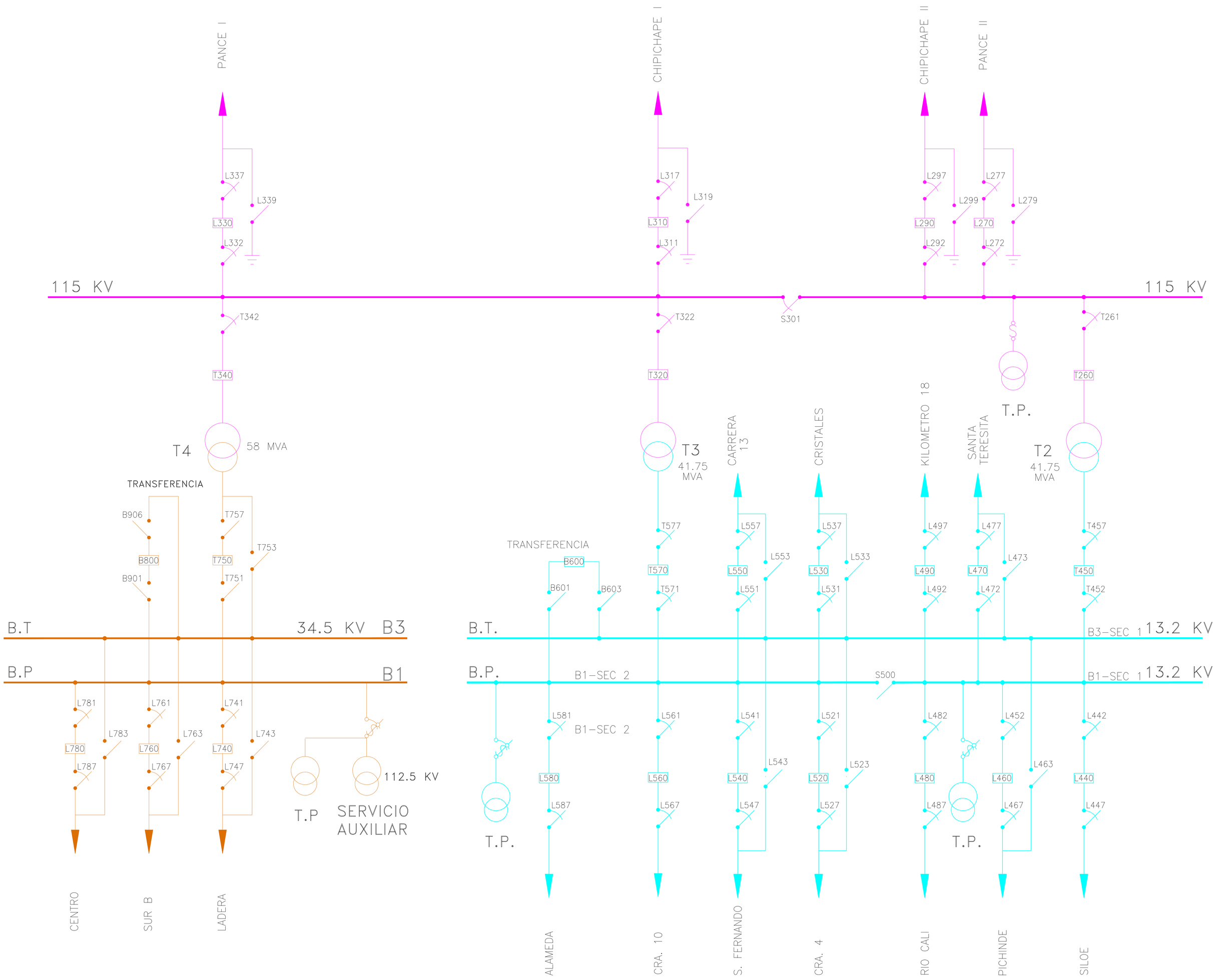
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Nov de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/34.5/13.2 KV
SUBESTACION MELENDEZ (16)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

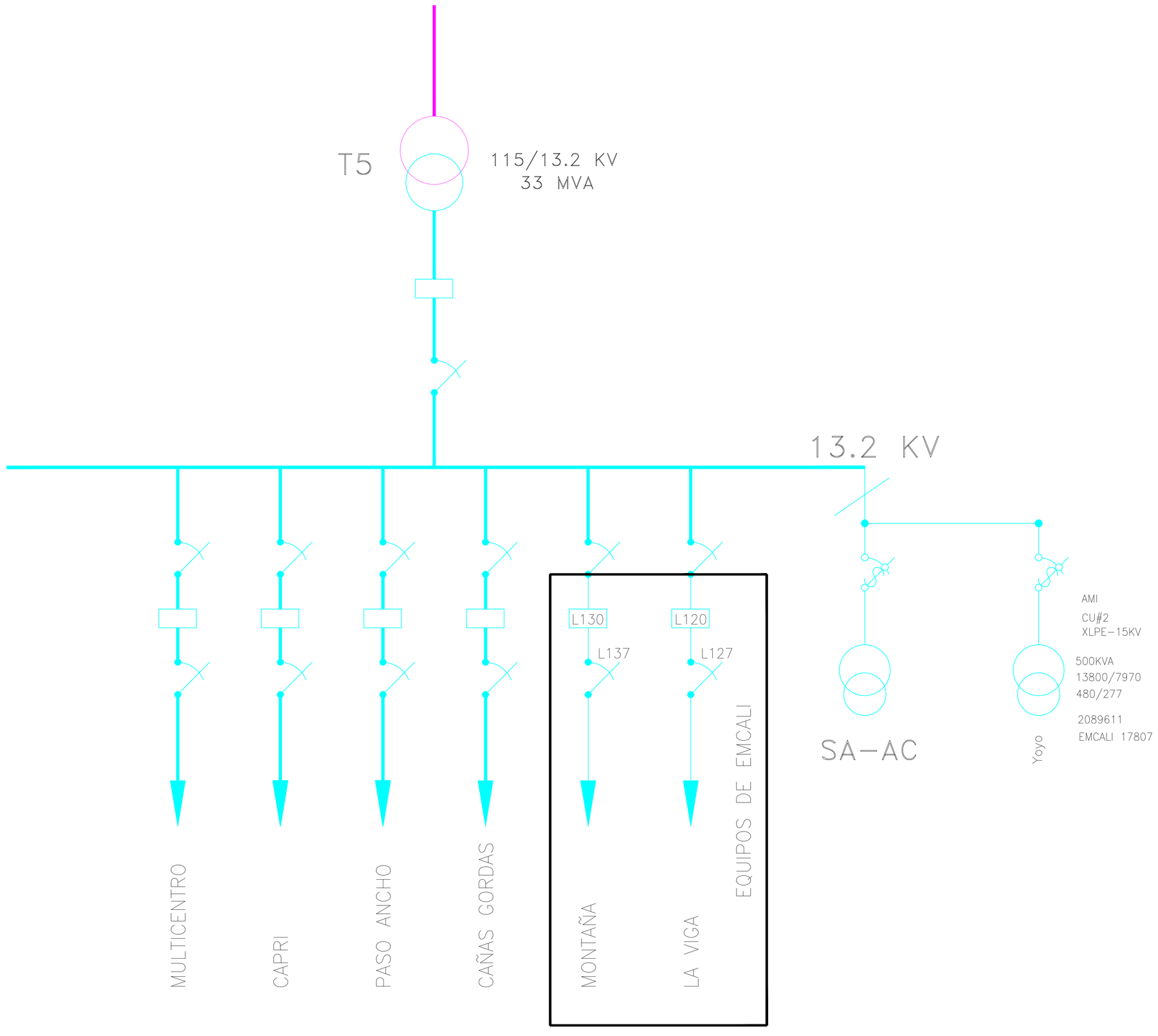
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/34.5/13.2 KV
SUBESTACION SAN ANTONIO (01)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

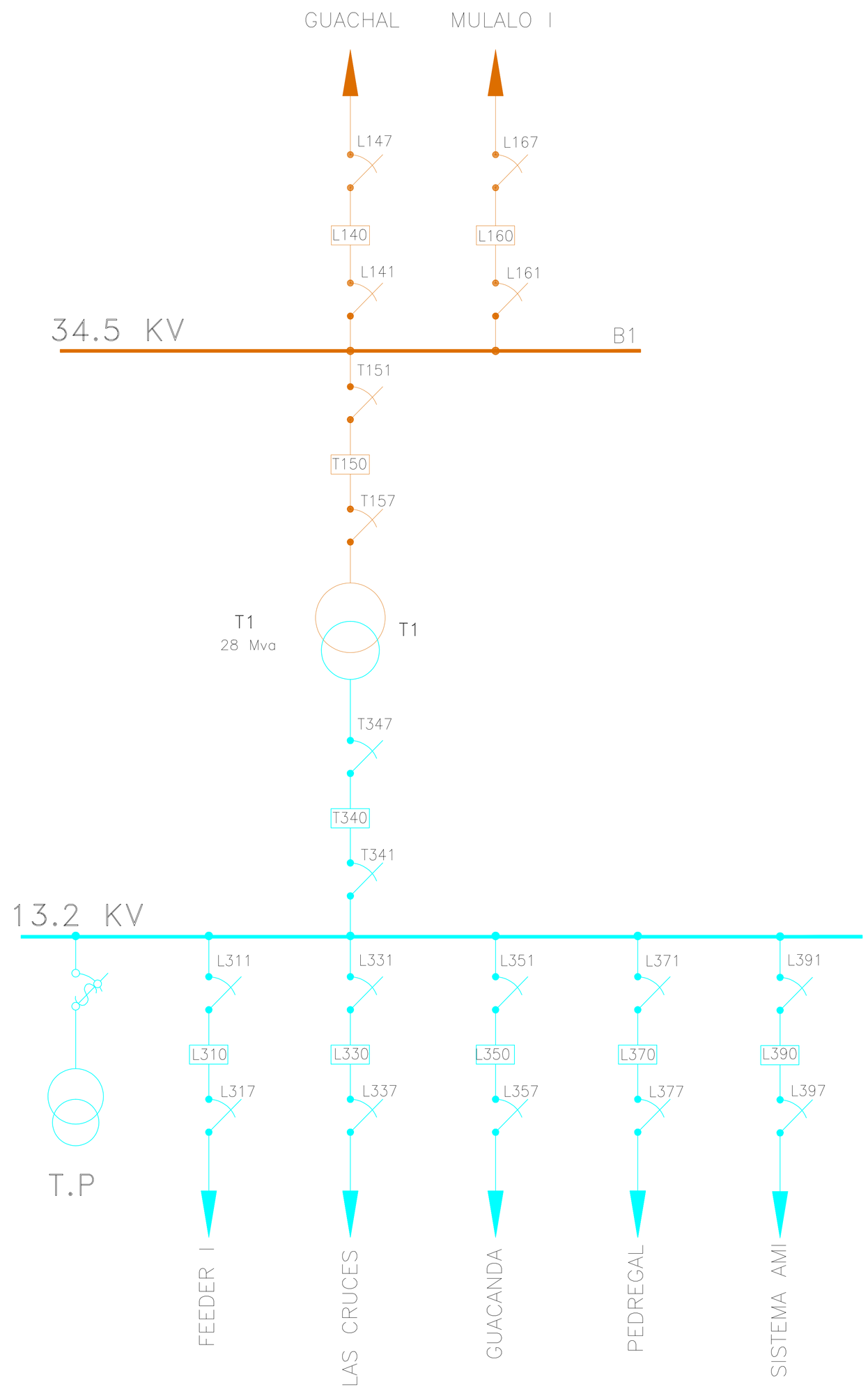
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA :	Santiago de Cali, Nov de 2010
REVISO :	SITER	ESCALA :	1:1500
APROBO :	SITER	ARCHIVO :	UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :		PLANO No :	1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV
SUBESTACION PANCE (20)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

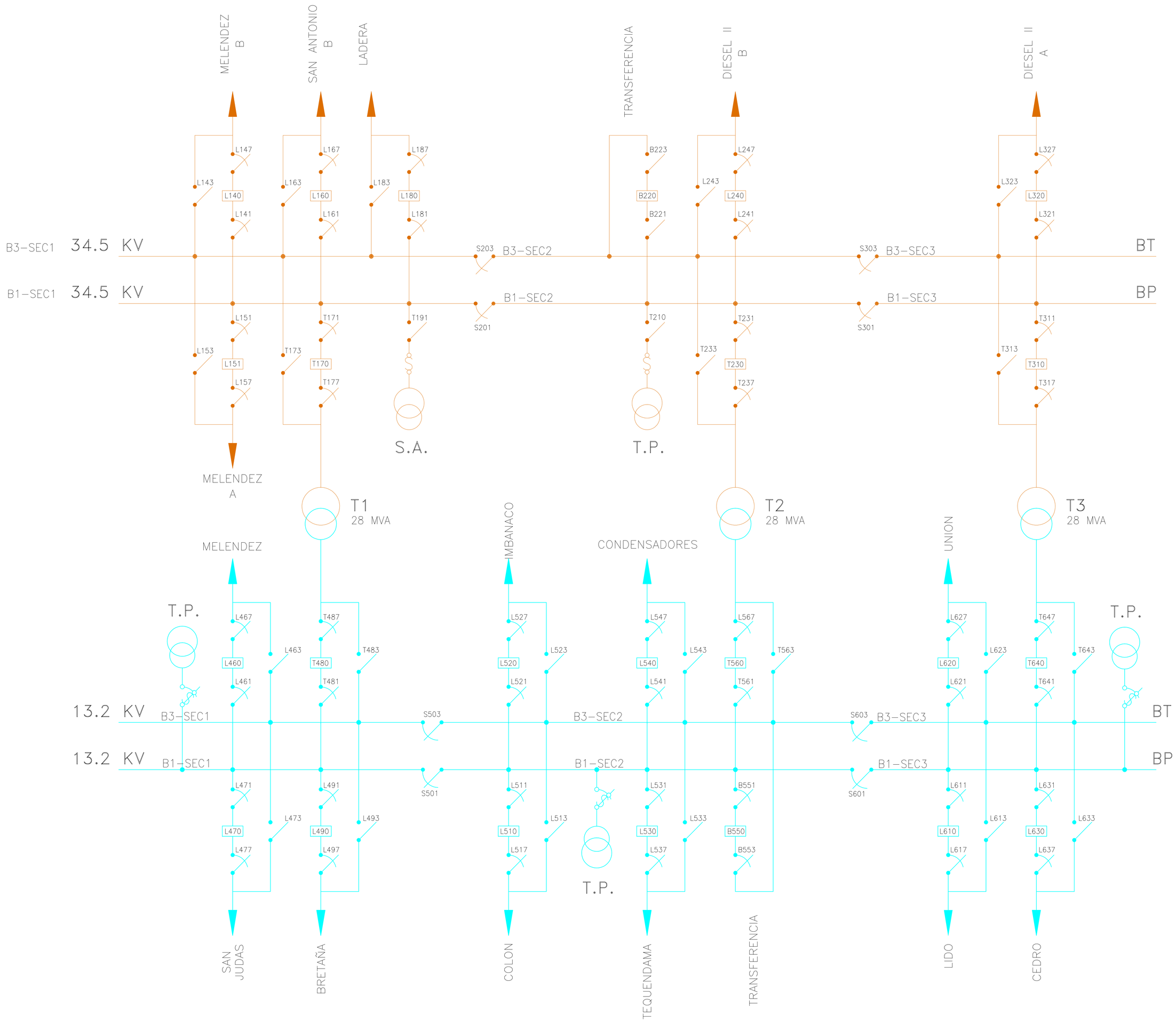
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO : Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA : Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO : SITER	ESCALA : 1:1500
APROBO : SITER	ARCHIVO : UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :	PLANO No :1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV - 5.5 MVA
SUBESTACION GUACHICONA (18)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

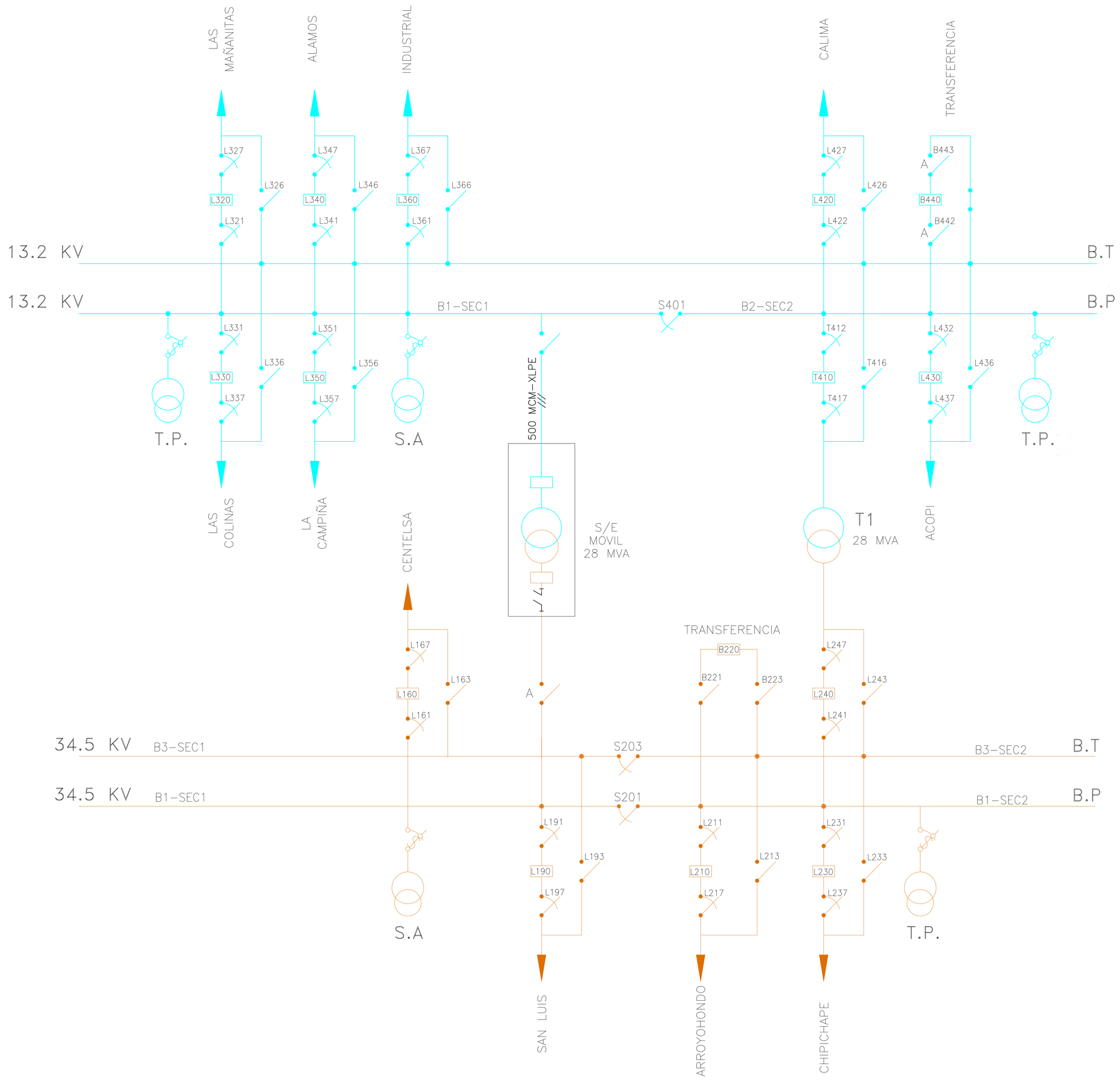
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO : Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA : Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO : SITER	ESCALA : 1:1500
APROBO : SITER	ARCHIVO : UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :	PLANO No :1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV SUBESTACION SUR (05)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

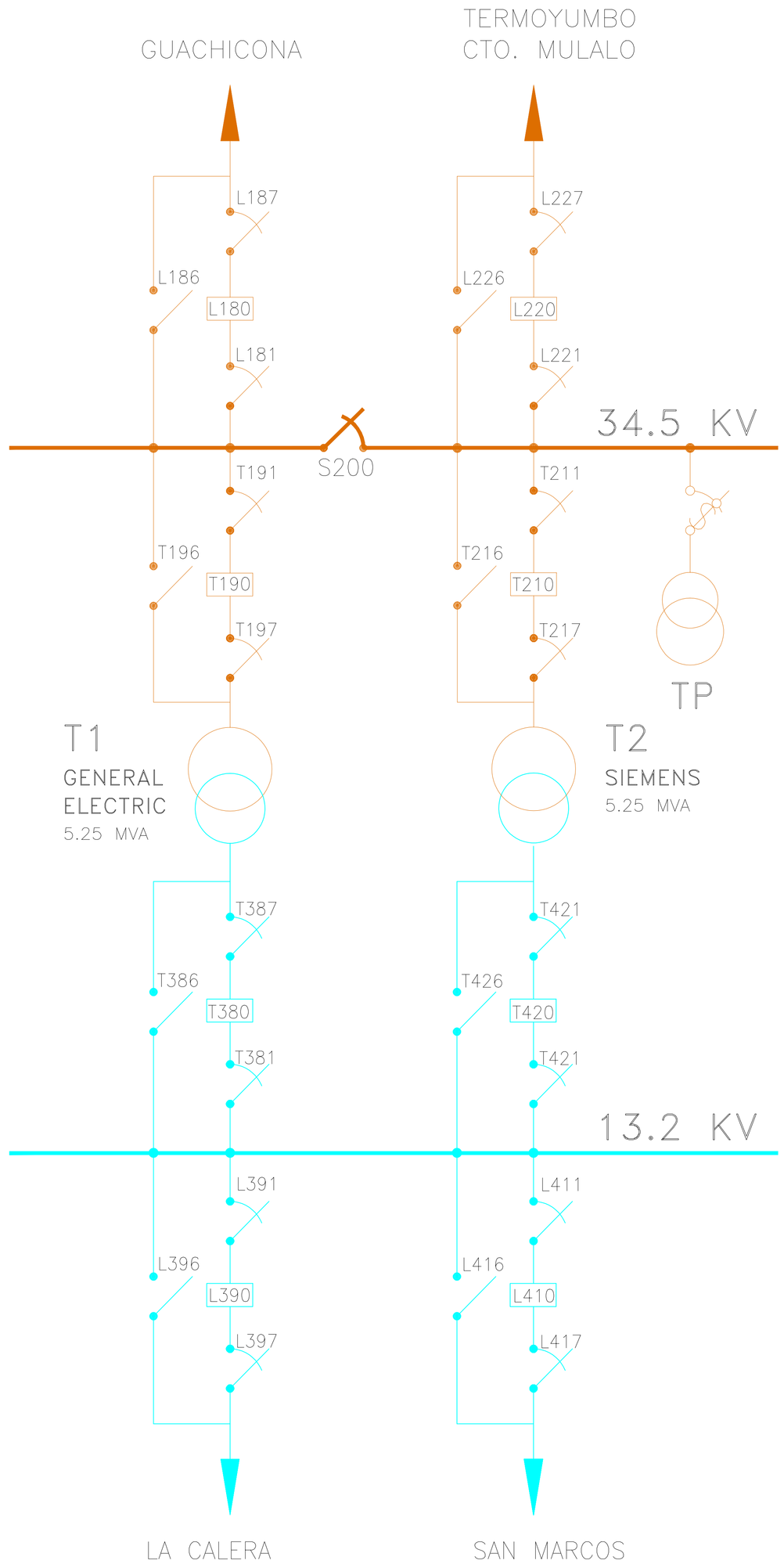
GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO : Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA : Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO : SITER	ESCALA : 1:1500
APROBO : SITER	ARCHIVO : UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :	PLANO No :1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV SUBESTACION MENGA (14)

JACA 2010



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

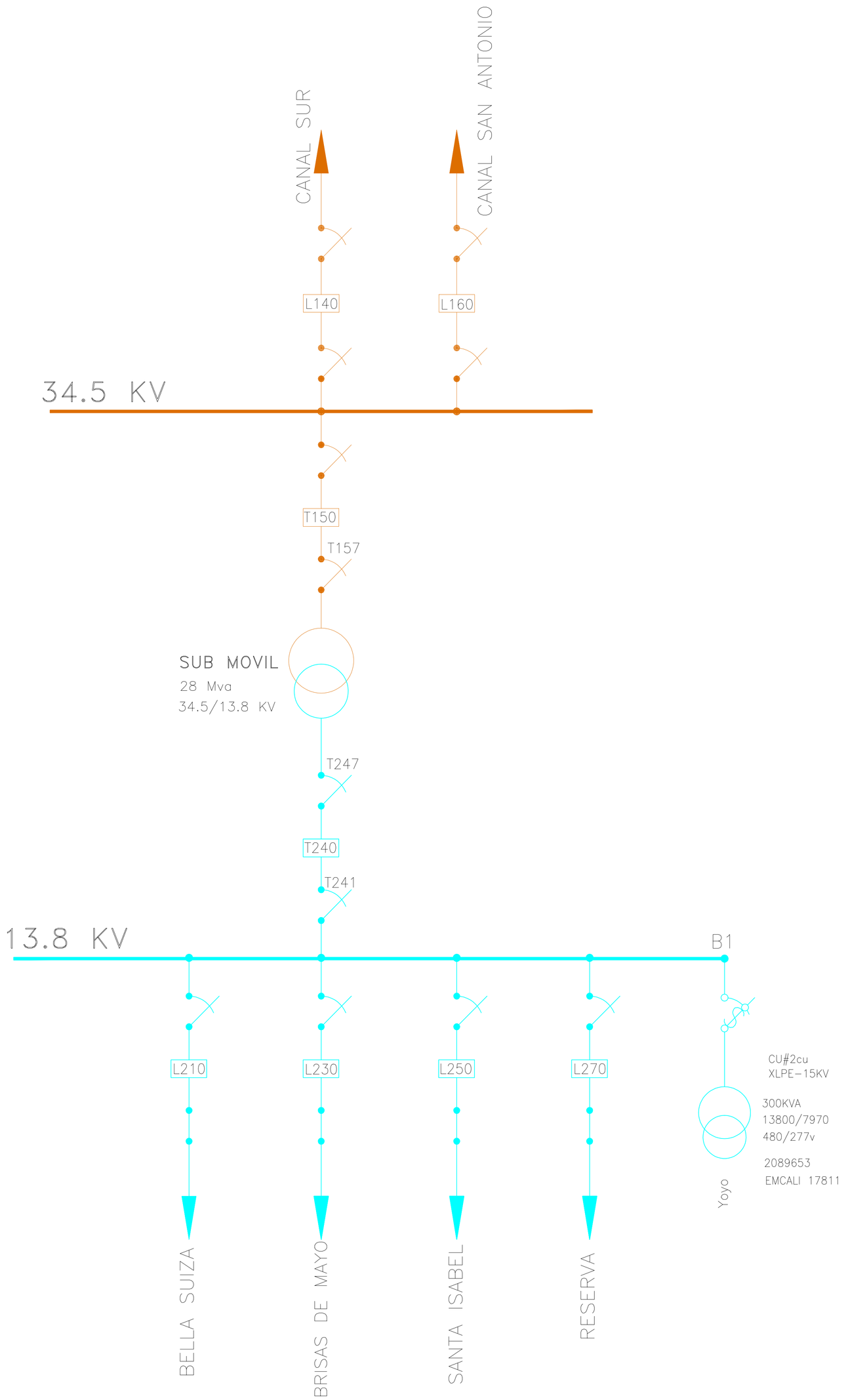
RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO : **Ing. John Alejandro Cabrera**	FECHA : **Santiago de Cali, Junio de 2010**
REVISO : **SITER**	ESCALA : **1:1500**
APROBO : **SITER**	ARCHIVO : **UNIFILAR.DWG**
PROYECTO No :	PLANO No : **1 DE 1**

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV - 5.25 MVA
SUBESTACION MULALO (08)

JACA 2010



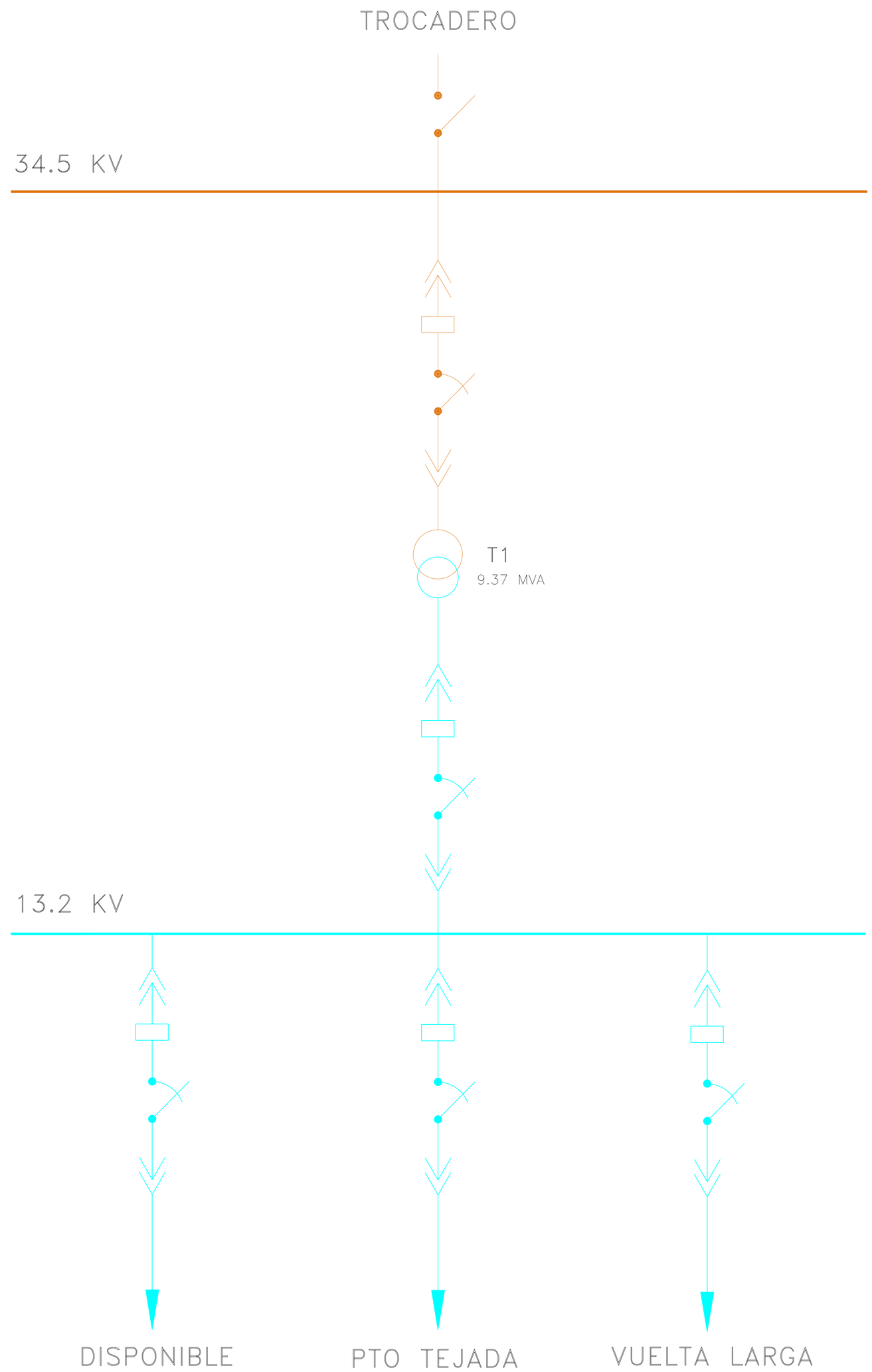
EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO : **Ing. John Alejandro Cabrera**	FECHA : **Santiago de Cali, Nov de 2010**
REVISO : **SITER**	ESCALA : **S/E**
APROBO : **SITER**	ARCHIVO : **UNIFILAR.DWG**
PROYECTO No :	PLANO No :**1 DE 1**

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.8 KV
SUBESTACION LADERA (II)



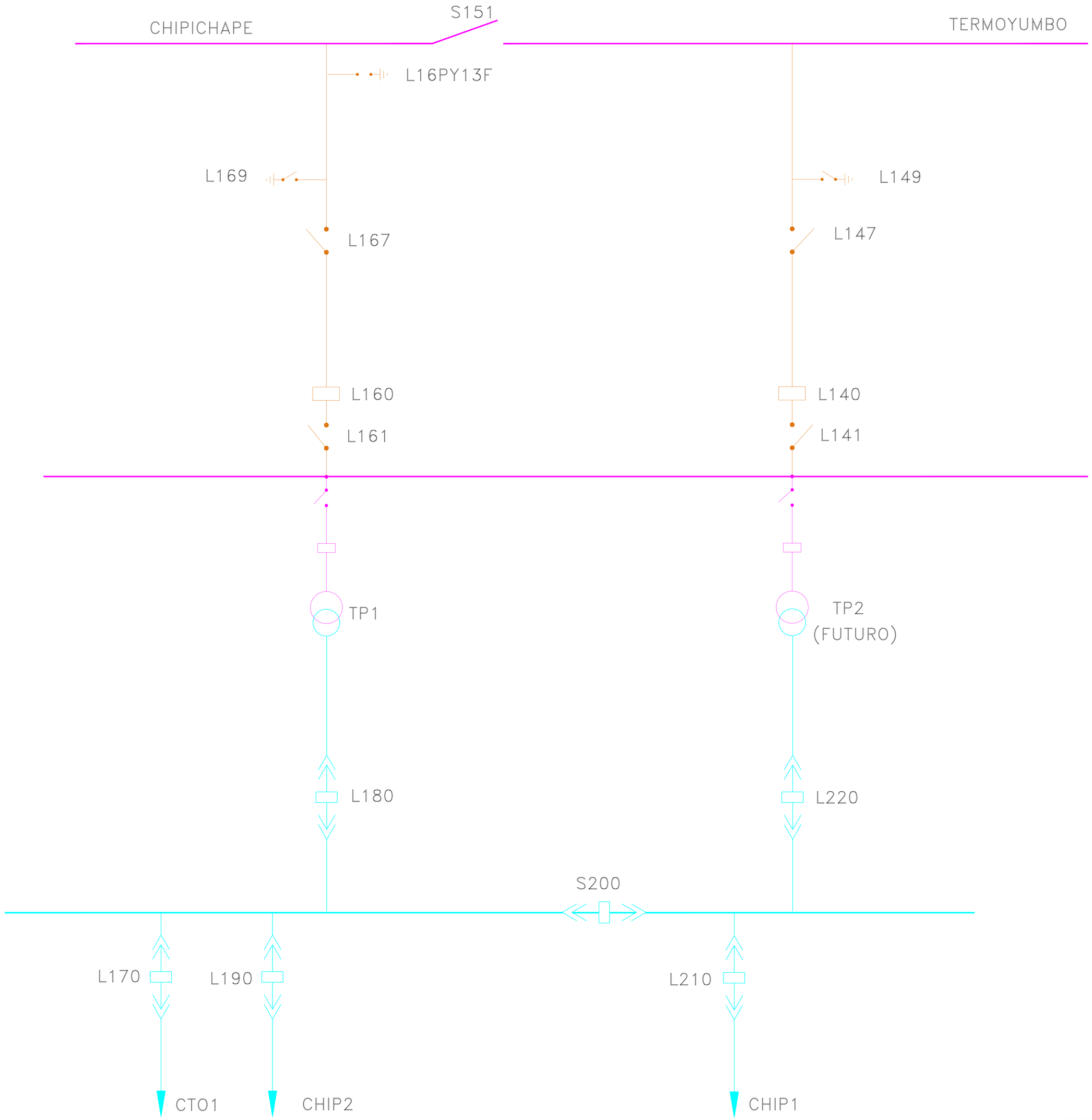
EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV
CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO :	**Ing. John Alejandro Cabrera**	FECHA :	**Cali, Septiembre de 2010**
REVISO :	**SITER**	ESCALA :	**1:1500**
APROBO :	**SITER**	ARCHIVO :	**UNIFILAR.DWG**
PROYECTO No :		PLANO No :	**1 DE 1**

DIAGRAMA UNIFILAR 34.5/13.2 KV
SUBESTACION PTO. TEJADA-EMCALI (22)



EMCALI E.I.C.E. E.S.P.

GERENCIA U.E.N. DE ENERGIA
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE OPERACION

RED 115 KV
RED 34.5 KV
RED 13.2 KV

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA
PUESTA A TIERRA
SECCIONADOR CERRADO
SECCIONADOR ABIERTO
INTERRUPTOR DE POTENCIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO METAL CLAD
TRANSFORMADOR
FUSIBLES

DIBUJO : Ing. John Alejandro Cabrera	FECHA : Santiago de Cali, Junio de 2010
REVISO : SITER	ESCALA : 1:1500
APROBO : SITER	ARCHIVO : UNIFILAR.DWG
PROYECTO No :	PLANO No :1 DE 1

DIAGRAMA UNIFILAR 115/34.5/13.2 KV
SUBESTACION LA CAMPIÑA (23)