

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MANUAL DE OPERACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

**PROMOCIÓN
2006 - II**

LIMA – PERÚ

MANUAL DE OPERACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

DEDICATORIA

Agradezco a mis padres por enseñarme a cultivar los valores y a no rendirme ante las adversidades; a mis hermanos Melissa y Eduardo, siempre estaremos unidos a pesar de todo.

SUMARIO

El presente trabajo está basado en el Manual de Operaciones que en su momento se elaboró para la operación y mantenimiento de la Subestación Eléctrica PUSH BACK, propiedad de la empresa Southern Perú - mina Toquepala; y que ha sido acondicionada a fin de ser un estandar para otras guías de operación y mantenimiento.

En el presente informe, se describe brevemente la función de los equipos que participan en la subestación, también se da pautas sobre las reglas de discernimiento que todo personal operativo debe tener en cuenta cuando ejecuta maniobras, se muestra las diferentes maniobras que pueden efectuarse en el patio de llaves y finalmente se detalla las posibles soluciones ante eventos que estén afectando el suministro eléctrico.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	01
CAPÍTULO I	
DEFINICIONES PREVIAS	03
1.1 Definiciones previas	03
CAPÍTULO II	
PRINCIPIOS OPERACIONALES	
2.1. Principios relacionados con la operación	10
2.1.1. Orden de prioridades en la operación	10
2.1.2. Operación de Equipos	10
2.2. Principios relacionados con emergencias	11
2.2.1. Serenidad ante emergencias	11
2.2.2. Prever situaciones inesperadas o de emergencia	11
2.3. Principios relacionados con maniobras	12
2.3.1. Maniobras en general	12
2.3.2. Procesos de maniobra	12
2.3.3. Enclavamientos	12
2.3.4. Maniobra de seccionadores	13
2.3.5. Protecciones	13
2.4. Principios relacionados con la comunicación	13
2.4.1. Comunicaciones Operativas	14
2.5. Principios relacionados con la intervención de instalaciones	14
2.5.1. Principios básicos para intervenir en las instalaciones	14
2.6. Principios relacionados con elaboración de Bitácora de la subestación	14
2.6.1. Registro de eventos de falla	15
2.6.2. Registro de eventos de operación	15
CAPÍTULO III	
CONSIGNAS RUTINARIAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL	
3.1 Supervisión de Servicios Auxiliares	16
3.1.1. Banco de baterías	16
3.1.2. Cargador de baterías y rectificador	16

3.1.3. Panel Board AC y DC	16
3.1.4. Transformador de servicios auxiliares 100 kVA	16
3.2 Revisión del Transformador de Potencia	17
3.3 Inspección Seccionador de potencia	19
3.3.1 Cuchillas de puesta a tierra para seccionadores	19
3.3.2 Cuchillas de puesta a tierra en combinación con el seccionador	19
3.3.3 Inspección interruptor de tanque muerto en SF6 con mando para accionamiento	20
3.4 Señales de alarma	21

CAPÍTULO IV

EJECUCIÓN DE MANIOBRAS Y PROCEDIMIENTOS

4.1. Ejecución de maniobras en equipos o instalaciones en general	22
4.1.1. Retirar o poner en líneas y equipos	22
4.1.2. Preparar un campo o bahía	22

CAPÍTULO V

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

5.1. Subestación PUSH BACK 138/69 kV	23
--------------------------------------	----

CAPÍTULO VI

EJECUCIÓN CONSIGNAS OPERATIVAS

6.1 Secuencia de maniobras	25
6.2 Energización:	25
6.2.1 Creación de anillo entre las subestaciones BOTIFLACA – MILLSITE – PUSH BACK en 138 kV	26
6.2.2 Energización de bahía de transformador PBT1 con anillo SPCC cerrado	27
6.2.3 Energización de bahía de transformador PBT2 con anillo SPCC cerrado.	27
6.2.4 Energización de carga PB69-1 desde barras 69 kV..	28
6.2.5 Transferencia de carga desde el transformador PBT2 a transformador PBT1	28
6.2.6 Transferencia de carga desde el transformador PBT1 a transformador PBT2	28
6.3 Desenergización:	29
6.3.1 Desenergización hasta sistema de barras 69 kV	29
6.3.2 Desenergización desde barra de 69 kV hasta barra 138 kV	29
6.3.3 Desenergización del anillo	29

CAPÍTULO VII

PROCEDIMIENTO A REALIZAR ANTE CONSIGNAS DE FALLA

7.1	Procedimiento a realizar ante cosignas de falla	45
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	59
	ANEXOS	60
	BIBLIOGRAFÍA	69

INTRODUCCIÓN

Resumen:

Debido a la existencia de distintas subestaciones de alta tensión en el territorio peruano, surge la necesidad de estandarizar los procedimientos de maniobra y programas de mantenimiento, motivo por el cual el presente informe pretende ser una guía para la operación y maniobra de las subestaciones eléctricas en alta tensión.

Para ello se aprovechará el manual elaborado para la operación de la Subestación Eléctrica Push Back 138/69 kV, propiedad de la empresa Southern Perú, y que contiene las definiciones y consignas operativas que indican al personal técnico; la comprensión y aplicación de las maniobras que debe realizar en forma oportuna y correcta en un caso dado.

Se incluye el listado de alarmas, su interpretación para cada equipo y las acciones a tomar para dar solución a cada uno de ellas. Por lo anterior está dirigido a:

- Personal técnico de subestaciones.
- Ingenieros de operación.
- Ingenieros de mantenimiento.

Objetivos:

El presente informe tiene por objetivo ser una guía de procedimientos con la finalidad de:

- Asegurar la protección del personal y equipos que participan en la operación en situaciones normales y emergencia.
- Unificar criterios utilizados para las maniobras operativas del sistema.
- Utilizar un lenguaje común, nomenclatura e interpretación correcta de las instrucciones y solicitudes.
- La seguridad en las maniobras ejecutadas.

Cabe indicar que no son partes del alcance teórico del presente informe:

- - La Ingeniería de diseño de la subestación.
- - El estudio de coordinación de protecciones.
- - La etapa constructiva y sus procedimientos.
- - Programaciones ante el COES y concesionarias locales.

El presente informe contiene las siguientes partes:

En el capítulo I, se brinda una breve descripción de los equipos que conforman la subestación eléctrica y de la función que cumplen.

En el capítulo II podemos visualizar los criterios que rigen la operación de un sistema, garantizando la protección de las personas y la confiabilidad del suministro, priorizando siempre la seguridad del personal involucrado.

En el capítulo III se dan pautas en la inspección de los equipos.

En el capítulo IV se dan los criterios eléctricos en la operación de la subestación eléctrica.

En el capítulo V se muestra el diagrama unifilar, el cual es la base de desarrollo del presente informe.

En el capítulo VI se indican diferentes formas de ejecución de maniobras tanto para energización y desenergización de la subestación eléctrica.

En el capítulo VII, se muestran las consignas al personal operativo para atender las diferentes fallas eléctricas que pueden ocurrir en la subestación y el sistema eléctrico al cual está conectado.

Finalmente las conclusiones y recomendaciones, cuyo resultado es merced del presente informe.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES PREVIAS

1.1 Definiciones previas:

El presente documento aplica a los equipos de patio de llaves de la “Ampliación de la Subestación Eléctrica Push Back”, mina Toquepala”.

- **Sala de control:** La ingeniería funcional es comandada desde la sala de control. Esta tiene por objetivo controlar los accionamientos de los equipos de patio de llaves (mando remoto), medición de energía así como la protección de los equipos a través de los relés. Como indica en la Figura 1.1.



Figura 1.1: Sala de control

- **Aislador:** La función eléctrica de los aisladores es proveer el aislamiento para líneas y equipos; asimismo la retención mecánica de los conductores, cables o barrajes rígidos de la subestación.

Estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuito y sismos que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos.

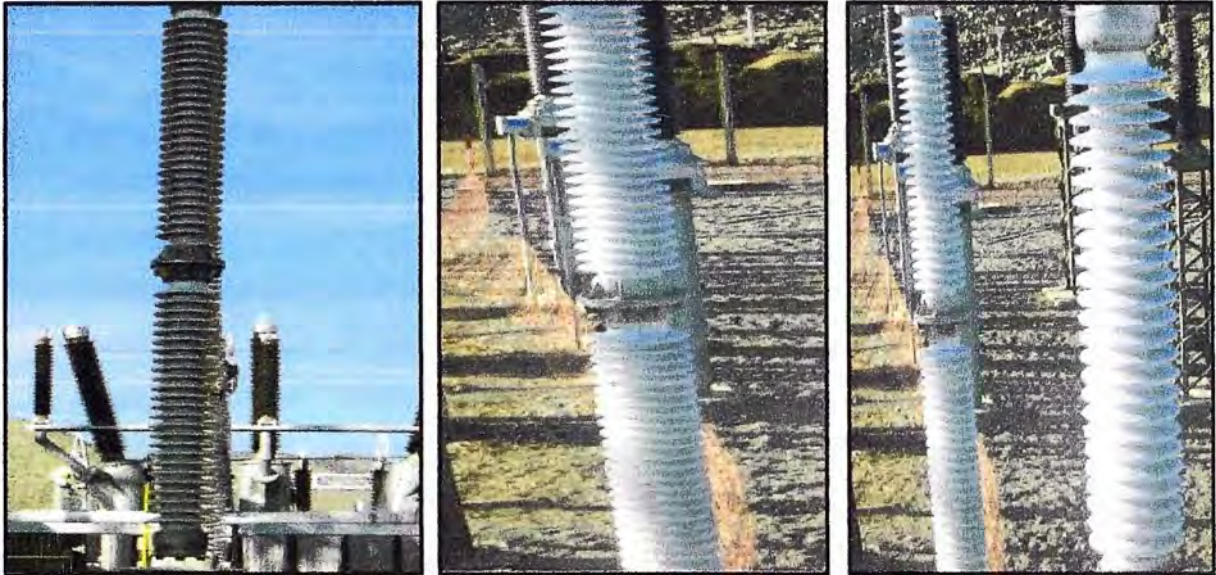


Figura 1.2: Aislador Eléctrico

- **Cables de guarda:** Son cables ubicados por encima de cualquier equipo a proteger, y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación. Presentan algunas características importantes tales como:

Proteger el equipo a lo largo del cable.

Aprovechan las estructuras existentes requiriendo solamente de castilletes adicionales.

Las corrientes de rayo viajan en las dos direcciones por lo que las estructuras no disiparan la corriente total.

Mejoran las condiciones de malla a tierra.

La impedancia presentada al rayo es baja, reduciendo el tiempo de flameo inverso.

- **Banco de baterías:** Acumulador de electricidad compuesto por placas positivas y placas negativas que se encuentran sumergidas en un electrolito de ácido sulfúrico en el cual, mediante un proceso electroquímico, se obtiene una diferencia de potencial entre sus electrodos. Figura 1.3.



Figura 1.3: Banco de baterías

- **Barra:** 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.
- **Campo o Bahía:** Es el conjunto de equipos de potencia para seccionamiento o de interrupción, que al ser operados remota, manual o automáticamente (ante consignas o ante fallas) modifican en la subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acople de barras o de transferencia, etc.
- **Equipos de Maniobra:** Son los equipos eléctricos de potencia (interruptores y seccionadores), que al ser operados de manera conjunta conectan o desconectan los equipos en la subestación.
- **Equipos de Protección:** Son los equipos que sensan condiciones críticas o inusuales de operación de un sistema eléctrico y actúan desconectándose para interrumpir una probable condición de falla; brindando seguridad, confiabilidad, selectividad y rapidez de desconexión necesarias para mantener la estabilidad del Sistema. (Ej: Interruptores, relés.).
- **Transformadores de Potencia:** Equipo de electromecánico, encargado de reducir el nivel de tensión, a fin de suministrar energía a las cargas. Figura 1.4.



Figura 1.4: Transformadores de Potencia

- **Transformador de tensión:** Es un transformador en cuyo secundario, en condiciones normales de uso se tiene una tensión cuyo módulo es proporcional a la tensión primaria, y que difiere en fase en un ángulo próximo a cero, para una adecuada conexión. Figura 1.5.

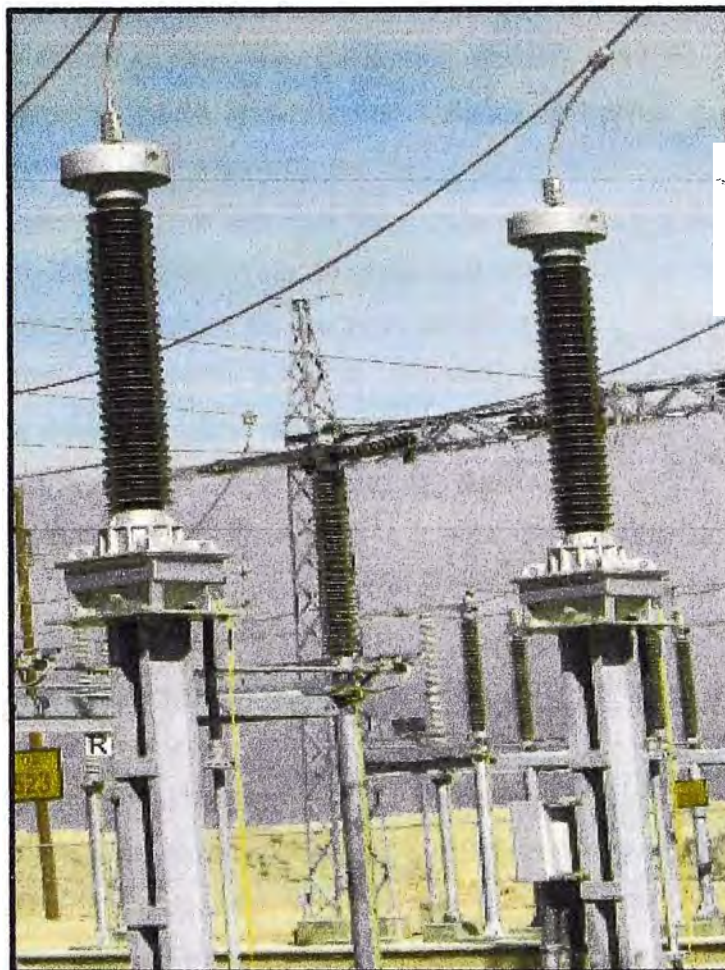


Figura 1.5: Transformador de tensión

- **Transformador de corriente:** Los transformadores de corriente presentan una corriente secundaria cuyo módulo es proporcional a la corriente primaria y que difiere en fase en un ángulo próximo a cero.
Los hay de distintas formas constructivas, para alta tensión con núcleo en la parte inferior, o con núcleo en la cabeza, para media tensión del tipo pasabarra o pasacable, o bobinados.
- **Trampa de onda:** Es un dispositivo que se conecta en serie en las líneas de alta tensión, su impedancia es despreciable a frecuencia de 60 Hz para no perturbar la transmisión de energía, pero relativamente alta para cualquier otra frecuencia utilizada para comunicación por portadora. Es utilizado para fines de telecomunicaciones entre diferentes estaciones de control que están enlazadas a través de líneas de transmisión y/o para fines de protección eléctrica.

- **Sistemas de Comunicación:** Conjunto de equipos que permiten la transmisión de manera confiable de señales, voz, datos por canales como fibra óptica, microondas, entre otros.
- **Medidor de energía eléctrica:** Se define como el equipo que cuantifica la energía generada, consumida y transmitida que llega o sale de la subestación.
- **SF6 (Hexafluoruro de azufre):** Gas dieléctrico inodoro, incoloro, no inflamable, no tóxico y químicamente inerte, usado como aislante de barras, equipos y también como medio de extinción en interruptores.
- **Cargador de batería:** Convertidor que toma potencia de la red de corriente alterna y la convierte en corriente continua de modo que pueda cargar las baterías y, a su vez, sea la fuente de las cargas de corriente continua.
- **Servicios auxiliares:** Se define como el suministro de la energía necesaria para la operación de los equipos y sistemas instalados en la subestación.
- **Canal de comunicación:** Vía mediante la cual se transmite y/o reciben señales de voz, datos. Esto se realiza a través de la fibra óptica como medio principal y a través de las líneas de enlace de onda portadora como medio de respaldo.
- **Sistema de teleprotección:** Medio de protección de las líneas de transmisión que interconectan a subestaciones.
 Para lograr disparos instantáneos en ambos extremos de la línea se utilizan relés diferenciales de línea (protección principal) y de distancia (protección de respaldo), los cuales actúan sobre dispositivos de switcheo para aislar la línea.
 Los relés utilizan el canal de comunicación para transmitir información sobre las condiciones del sistema desde un extremo hacia el otro.
- **Seccionador:** Es el elemento o equipo eléctrico que al ser operado permite tener certeza del corte visible del circuito mediante una confirmación visual. Está diseñado para operar sin carga. Normalmente está asociado a un interruptor de manera que permita aislarlo eléctricamente. Además forma parte de un barraje de circuito o transformador.
- **Seccionador o Cuchillas de puesta a tierra:** Los seccionadores de línea están asociados a seccionadores o cuchillas de puesta a tierra en cada polo. Estas cuchillas se accionan manualmente o por motor y conectan las líneas de llegada a tierra cuando están desenergizadas. Para evitar errores de operación, la cuchilla principal de tierra. Las cuchillas conducen a tierra las corrientes derivadas de las condiciones anormales de un circuito, tales como contactos indeseados o inducción electromagnética. Figura 1.6.



Figura 1.6: Seccionador o Cuchillas de puesta a tierra

- **Relé:** Elemento eléctrico cuya función es accionar los dispositivos de extinción de arco de la subestación con la finalidad de proteger los equipamientos. Para ello recibe señales de tensión y/o corriente (dependiendo la función que cumpla) apoyado en transformadores estratégicamente ubicados.
- **Puesta a Tierra:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas en el suelo o en la masa.
- **Malla a tierra:** Un sistema de electrodos enterrados de manera vertical que se encuentran interconectados por conductores desnudos proporcionando una tierra común para dispositivos eléctricos o estructuras metálicas y para descargas de sobre tensiones.
- **Alarma:** Señal luminosa o sonora que indica que un elemento del sistema ha cambiado de posición o que una variable ha superado un rango definido.
- **Interruptores en SF6 (hexafluoruro de azufre):** Dispositivo cuya finalidad es la extinción del arco eléctrico para interrumpir el flujo eléctrico, por medio de una combinación de acción de soplo y acción térmicamente en gas SF6. La transición entre el estado conductivo y aislante se realiza en unos cuantos milisegundos después que la corriente haya sido interrumpida. Figura 1.6.



Figura 1.7: Interruptores en SF6 (hexafluoruro de azufre)

- **Circuit Switcher:** Dispositivo de switcheo destinado a proteger y aislar el transformador de potencia ante falla o fines de maniobra. Consta de un mecanismo de extinción de arco en sus botellas horizontales ubicadas en la parte superior, las cuales contienen SF6 y cuchillas de accionamiento las cuales se comportan como seccionadores. Figura 1.8.



Figura 1.8: Circuit Switcher:

CAPÍTULO II

PRINCIPIOS OPERACIONALES

2.1 Principios relacionados con la operación

2.1.1 Orden de prioridades en la operación

Primero: Seguridad de las personas y la vida.

Segundo: Seguridad de los equipos.

Tercero: Continuidad del servicio del servicio.

La precaución permanente por la seguridad de las personas, los equipos y el servicio, y por las consecuencias que sobre ellas pueden tener las acciones que se ejecuten, deben estar permanentemente presentes en el desempeño del personal que le corresponde intervenir en las instalaciones en explotación, cualquiera sea su actividad. En el caso del personal de operación esta responsabilidad es indelegable y constituye una de las premisas básicas de su accionar.

2.1.2 Operación de Equipos

a) Estado operativo de equipos:

Ante un problema o emergencia que se presente durante la operación de los equipos, el personal técnico de la subestación debe reaccionar en forma oportuna tomando la decisión adecuada, reflexiva, correcta, segura y de acuerdo con las instrucciones impartidas desde el centro de control.

- Adecuada, significa que la acción sea la más apropiada para el fin que se desea corregir.
- Reflexiva, significa que debe actuar teniendo presente los elementos de juicio que lo orienten a tomar la mejor medida de corrección.
- Correcta, es decir, debe ejecutar las maniobras sin equivocación conforme a las reglas, normas o disposiciones establecidas en el capítulo 9.
- Segura, es decir, la acción por aplicar no debe poner en riesgos de peligro a personas, equipos o el servicio.

b) Márgenes Normales de operación:

Los equipos e instalaciones se deben operar dentro de sus márgenes normales o valores nominales de diseño.

Se deberá advertir la existencia de equipos o instalaciones en condición subestándar. Se entiende que un equipo o instalación está en condición subestándar cuando sus condiciones de operación son inferiores a las de diseño es decir por ejemplo: inhabilitación de protecciones o enclavamientos, puentes, operación por debajo de su capacidad nominal etc.

La condición de operación subestándar de un equipo es únicamente aceptable en casos de emergencia en el sistema eléctrico, y en ningún caso para que el equipo o instalación funcione en forma permanente en dicho estado.

2.2 Principios relacionados con emergencias

2.2.1 Serenidad ante emergencias

Para enfrentar un problema operacional o una emergencia, el personal técnico de la Subestación deberá aplicar los siguientes principios:

- **Actuar sin prisa:** Es decir, con calma pero sin demora innecesaria.
- **Actuar en forma reflexiva:** Es decir, tomar acciones que cumplan con la finalidad previamente concebida. Antes de tomar una acción deberá determinar en lo posible el tipo de problema o emergencia que se enfrenta. Evitar las acciones basándose en suposiciones. En cada caso se deberá conocer lo que realmente ocurre antes de actuar. Tener cuidado con las falsas interpretaciones.
- **Separar los eventos importantes de los secundarios:** Esta medida tiene por finalidad establecer un orden de prioridades para enfrentar la anormalidad, emergencia o falla. Abocarse a la brevedad al problema principal y posteriormente resolver los problemas secundarios.
- **Aplicar la acción en forma decidida y observar e interpretar la respuesta de los equipos:** Es muy importante prestar atención y analizar el comportamiento de los equipos e instalaciones cada vez que se ordena una maniobra.
- **Registrar las acciones realizadas y su resultado o consecuencia:** Aún en condiciones de anormalidad, falla o emergencia, el personal técnico debe anotar cronológicamente, por su fecha y hora, todas las maniobras que realice y que signifiquen un cambio de estado o que modifiquen el funcionamiento de los equipos o de la instalación. En la operación normal o rutinaria, corresponde anotar las maniobras antes de realizarlas.
- **Mantener el dominio sobre los equipos e instalaciones:** Tanto en condiciones normales como en situaciones de emergencia, el personal técnico debe mantener siempre el control y dominio de los equipos e instalaciones que están a su cargo. El personal técnico de subestación, debe proceder en coordinación o con la autorización previa del personal técnico en turno de centro de control. Solo podrán

realizar maniobras sin consentimiento del personal técnico en casos especiales o de emergencia.

2.2.2 Prever situaciones inesperadas o de emergencia

Este principio consiste en que el personal de operación, en sus distintos niveles, debe tener “Decisiones Preparadas” para cada posible situación de emergencia que se pueda presentar durante la operación normal de los equipos o instalaciones de la subestación o ante falla de los mismos.

Especialmente importante es tener decisiones preparadas para recuperar la subestación ante una pérdida total de servicio.

2.3 Principios relacionados con maniobras

2.3.1 Maniobras en general

El personal de la subestación es el responsable para realizar o autorizar maniobras en equipos o instalaciones entregadas.

2.3.2 Procesos de maniobra

Un proceso de maniobras contempla las siguientes etapas sucesivas:

- a) Planificar la maniobra; es decir, definir la maniobra por realizar, cómo y cuándo hacerla y qué resultado se espera de ella.
- b) Prever posibles resultados adversos, tener decisiones preparadas ante situaciones adversas que se puedan presentar durante el proceso.
- c) Ejecutar la maniobra, para ello, es conveniente confirmar que la manilla, switch o punto sensible en el equipo computacional, corresponda efectivamente al equipo que se desea operar.
- d) Controlar el resultado, significa verificar que se ha cumplido lo que se deseaba realizar, para tomar una de las siguientes decisiones:
 - Continuar al paso siguiente.
 - Repetir el paso.
 - Tomar una acción correctiva.

2.3.3 Enclavamientos

Los enclavamientos, eléctricos, mecánicos, son elementos que se incorporan en los equipos como una protección para estos y a la vez al personal que los manipulan, con la finalidad de evitar que se cometan errores de maniobra.

Cuando un equipo no se puede maniobrar o no obedece una orden de control, siempre se deberá partir de la base que la acción es incorrecta y no que el control está fallado o mal concebido. Por lo tanto, la decisión de eludir, retirar o sobrepasar un enclavamiento se debe basar en un exhaustivo análisis de las maniobras realizadas antes de concluir que hay error en el enclavamiento.

2.3.4 Maniobra de seccionadores

Los seccionadores son equipos que permiten obtener la interrupción visible de un circuito eléctrico. Están diseñados y contruidos para ser maniobrados sin carga. Por lo tanto, antes de abrir o cerrar un seccionador, se deberá verificar previamente abierto el respectivo interruptor del circuito asociado.

Los seccionadores de puesta a tierra sólo se operarán después de comprobar que el circuito está sin tensión.

2.3.5 Protecciones

Sobre este tema es preciso tener presente la siguiente información:

- a) Los equipos e instalaciones están dotados generalmente de elementos de protección que actúan automáticamente, retirando el equipo de servicio, cuando la variable de referencia excede el rango normal de trabajo.
- b) La mayoría de las protecciones disponen de alarma previa, es decir, anuncian con antelación cuando el equipo o instalación está fuera del rango normal de trabajo. Por ejemplo, protecciones de sobre temperatura, de sobrepresión, etc. Cuando opera la alarma previa de una protección el personal técnico, tiene la obligación y responsabilidad de tomar una acción correctiva para evitar el daño en el equipo o instalación afectada. No es aceptable que quede a la espera que actúen las protecciones.
- c) Las protecciones que no tienen alarma previa, como ocurre con la protección de sobrecorriente, de distancia, etc. Actúan de inmediato ante la anormalidad o falla. En estos casos, no es posible tomar acciones antes que opere la protección.
- d) Los equipos que se han desconectado por acción de las protecciones, se deberán dejar fuera de servicio hasta conocer la causa y solucionar el problema que dio origen a la acción de la protección.

Se exceptúan de esta norma las líneas de transmisión.

Una vez conocida la causa que hizo operar la protección, se podrá decidir si el equipo puede ser energizado nuevamente.

Para determinar la causa de la desconexión es necesario conocer y analizar las alarmas y protecciones operadas. No se deben bloquear o inhabilitar las protecciones de los equipos.

2.4 Principios relacionados con la comunicación

El principal objetivo de las comunicaciones, es poseer un medio eficaz y asertivo para cumplir con los requerimientos necesarios de información rápida, concreta, correcta y oportuna en la operación.

2.4.1 Comunicaciones Operativas

Se define como comunicaciones operativas a todas aquellas comunicaciones relacionadas con instrucciones, informaciones de eventos, maniobras y en general, toda la coordinación y dirección de la operación con el Centro de Control de SPCC, ENERSUR u otras subestaciones.

Se considera como Sistema de Comunicaciones Operativo a los siguientes equipos:

- Radios de comunicaciones instalados en sitios operativos.
- Canales de transmisión de datos y de teleprotección.
- Canales de servicio telefónico de voz.

2.5 Principios relacionados con la intervención de instalaciones

2.5.1 Principios básicos para intervenir en las instalaciones

- a) Todos los equipos instalados en la Subestación, están bajo la responsabilidad del personal de operación.
- b) Las personas que requieran intervenir en un equipo, deberán contar con la autorización previa.
- c) El personal de mantenimiento debe cumplir las condiciones de seguridad exigidas, para realizar mantenimientos en los equipos. Una vez cumplido este requisito podrá autorizar los trabajos en dicho equipo.
- d) El grupo de trabajo deben asegurar la zona, realizando la señalización de esta y por consiguiente aplicar las normas de oro para intervenir la red:
 - Corte visible
 - Verificar la ausencia de tensión
 - Enclavamientos y bloqueos con tarjeta de seguridad
 - Puesta a tierra en corto circuito
 - Delimitación del área de trabajo
- e) Toda persona que labore en la subestación, debe mantener siempre una preocupación permanente por la seguridad de las personas, los equipos y el servicio.

Las personas que ingresen a la subestación deberán portar los implementos de seguridad mínimos como son el casco, guantes y botas dieléctricas.

2.6 Principios relacionados con elaboración de Bitácora de la subestación.

La bitácora es el libro en el que se registra en forma clara, detallada y precisa la información concerniente con todos los eventos que se genere en la subestación por fallas o orden directa desde el centro de control como es la apertura de seccionadores, interruptores o maniobras de los equipos de la subestación.

El documento corresponde a un conjunto de hojas debidamente foliada, empastada y numerada; en ningún caso se podrán anexar otro tipo de hojas que contenga información operativa.

2.6.1 Registro de eventos de falla

Toda la información que pueda ser usada para aclarar la causa de la falla, debe ser registrada en la bitácora de la subestación.

2.6.2 Registro de eventos de operación

- Maniobras de apertura y cierre de interruptores
- Movimiento de cambiadores de tomas.
- Cambio de grupos de ajuste de protección. Indicando el circuito, indicando la causa de la modificación.
- Eventos de Frecuencia.
- Disparo de circuito con la señalización asociada
- Indisponibilidad de equipos
- Cambios topológicos
- Cambios de estado operativo
- Los libros de bitácora serán almacenados en la subestación y son elementos de consulta exclusivamente en sala. En los libros se anotarán todos los incidentes y eventos, los cuales servirán de información para llevar el control del mantenimiento y nos podrá servir como almacén de datos en las proyecciones a futuro y toma de decisiones.
- Deberá también estandarizarse la relación de personal habilitado y autorizado para efectuar maniobras y llevar el control de las bitácoras. El personal deberá estar calificado tanto técnico como administrativo, para la optimización del trabajo y control de las bitácoras.
- Las coordinaciones entre la Subestación Eléctrica y el COES es dinámica. El flujo de la comunicación debe ser previsto con anticipación a los eventos programados, siendo está en tiempo real.
- Los programas de mantenimiento preventivo y correctivo a cargo del usuario, deben contener las consignas operativas de los manuales de los equipos de patio y las indicadas en el presente informe.

CAPÍTULO III

CONSIGNAS RUTINARIAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

El personal técnico encargado de la subestación, deberá ejecutar solo inspección visual de los equipos y en algunos casos determinados procedimientos de mantenimiento; en ningún momento podrá realizar la reparación o calibración de equipos sin la autorización del ingeniero a cargo de la subestación.

3.1 Supervisión de Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares en la subestación PUSH BACK, están compuestos por los elementos listados a continuación con la supervisión respectiva recomendada.

3.1.1 Banco de baterías

Dispositivo constituido por celdas electroquímicas que almacena y proporciona energía eléctrica de corriente continúa.

Está compuesto por una serie de baterías con sus bornes y puentes de interconexión. Para nuestro caso se está trabajando con 03 grupos de baterías conectadas en paralelo, cada grupo consta de 10 baterías enseriadas; de modo tal que la salida de tensión en los bornes es de 125VDC.

3.1.2 Cargador de baterías y rectificador

Se encarga de suministrar energía de forma simultánea a los bancos de baterías y a los equipos que se alimentan con tensión continua. El cargador de baterías 125 V DC, es usado para el control, las protecciones y las medidas dentro de la subestación. El personal técnico encargado de la subestación no está en capacidad de realizar ningún tipo de mantenimiento a este equipo, por lo que solo podrá efectuar una inspección visual del mismo, como el chequeo de los fusibles de señalización (que no se encuentren fundidos), de los tiristores (que no estén quemados) y de las tarjetas de control (que estén en buen estado y bien insertadas en la ranura respectiva).

3.1.3 Panel Board AC y DC

Revisión e inspección visual por parte personal técnico a los panel boards AC y DC, cerciorándose del estado normal del mismo y que los breaker se encuentren en su posición normal.

3.1.4 Transformador de servicios auxiliares 100 kVA

Inspección visual realizada por el personal técnico, revisar que no existan fugas de aceite en el tanque por las uniones soldadas o por los aisladores, que los conectores no se encuentren flojos (solo inspección visual). También monitorear en el aceite, el nivel y temperatura.

3.2 Revisión del Transformador de Potencia

Para lograr una larga vida y una buena confiabilidad en la operación con transformadores, es importante que se mantengan funcionando adecuadamente.

Junto con el mantenimiento y la inspección deben seguirse cuidadosamente las instrucciones de distancias de seguridad, equipo de seguridad, puestas a tierra y limitaciones para trabajar en condición energizado.

Los siguientes componentes hacen parte de la inspección los cuales deben permanecer como se indican más adelante, de haber algún cambio en su estado o cualquier anomalía encontrada durante esta inspección debe reportarse inmediatamente al Centro de Control o al ingeniero a cargo para su respectivo mantenimiento o reparación.

- **Condición del respiradero deshidratador**

Chequear el grado de humedad de la sílica gel. Cuando dos terceras partes (2/3) o aproximadamente un 70% de la cantidad total de sílica se encuentra de color rosado, debe reportarse al personal correspondiente para su reposición. El respiradero está provisto con un sellamiento líquido en la trampa de aire, que debe estar lleno con aceite hasta la marca indicada sobre su pared. El aceite debe estar claro, si se encuentra oscuro y de mal aspecto, debe informarse al personal correspondiente para su reposición.

- **Inspección del nivel de aceite:**

El nivel de aceite del transformador se chequea mediante el indicador de nivel de aceite que se encuentra sobre un costado del tanque de expansión de aceite. Asegurarse que se encuentre en su nivel superior, de lo contrario reportar tal anomalía.

- **Inspección de fugas de aceite:**

Revisar que la cuba del transformador se encuentre en buen estado y sin ningún tipo de goteo de aceite. Al encontrar un escape de aceite debe chequearse el nivel de aceite por lo menos dos veces al día. Reportar inmediatamente esta anomalía.

- **Inspección del estado de la cubierta del transformador:**

La superficie se inspecciona visualmente buscando puntos que presenten corrosión o desgaste en la pintura.

De igual forma se debe inspeccionar el entorno del transformador como son:

Todo tipo de vegetación que se encuentre en las cercanías del transformador.

Revisión e inspección visual de conexiones eléctricas (se hace desde el piso)

Inspección visual de las conexiones de los aisladores o bujes (se hace desde el piso)

Inspección visual de los terminales de conexión de los circuitos de control y de los circuitos auxiliares. Reportar inmediatamente cualquier anomalía encontrada en el cableado como cables sueltos, flojos o en mal estado.

• **Válvula de alivio de presión:**

La válvula de alivio de presión está instalada en la parte superior del transformador. A esta válvula se debe realizar inspección visual de su estado e informar cualquier irregularidad como derrames de aceite y estado de nivel de alarma.

• **Consideraciones para la revisión del transformador de potencia:**

Se debe tener en cuenta que la operación de algún equipo de protección mecánica tal como el relé de gas o el relé diferencial, no siempre significa que el transformador está dañado.

Por ejemplo, el relé de gas puede operar cuando:

- Se ha liberado una burbuja de aire bajo la tapa del transformador, cuya característica es sin olor y sin color.
- Ha pasado una corriente de cortocircuito por el transformador.
- Ha sucedido un daño dentro del transformador el gas puede tener color, y mal olor y generalmente es combustible.

Tabla 3.1: Tabla para la revisión del transformador de potencia PBT1

INTERRUPTOR	PRESIÓN SF6 (PSI)	CONTADOR DE OPERACIONES	CALEFACCIÓN
HCB-552			☐ OK ☐ MALO
HCB-553			☐ OK ☐ MALO
HCB-554			☐ OK ☐ MALO

TRANSFORMADOR DE POTENCIA PBT-2				
TEMPERATURAS (°C)		SILICAGEL	NIVEL DE ACEITE FUGAS DE ACIETE	
ACEITE	DEVANADOS	COLOR 1:	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
MAX	MAX	COLOR 2:	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
		COLOR 3:	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO

SERVICIOS AUXILIARES		
EQUIPOS	TENSIÓN	ESTADO
CARGADOR 125VDC		☐ OK ☐ MALO
BANCO DE BATERIAS		☐ OK ☐ MALO

TRANSF. SSAA 100KVA	TENSIÓN	NIVEL DE ACEITE
		☐ OK ☐ MALO

SECCIONADORES		CALEFACCION	ESTADO
DS-521	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
GS-502	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
DS-522	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
DS-525	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
DS-523	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
GS-503	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
DS-524	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
DS-526	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
DS-527	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO
GS-504	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO	☐ OK ☐ MALO

CIRCUIT SWITCHERS	
ESTADO	☐ OK ☐ MALO
CONTADOR DE OPERACIONES	

El relé diferencial puede operar, por alguna de las siguientes causas:

- Paso de corriente de cortocircuito.
- Impulso de corriente inrush o arranque.
- Equipo de protección defectuoso.
- Daño en el devanado al interior del transformador.

Para la ejecución de la inspección del transformador se presenta la Tabla 3.1 (el cual también incluye de los demás equipos de la subestación).

3.3 Inspección Seccionador de potencia

La inspección de los seccionadores de la bahía se debe de chequear, que equipo se encuentre de la siguiente forma:

- **Varilla de accionamiento**
Debe encontrarse bien ajustada y sin torsión.
- **Los cojinetes**
Son los que sostienen a los aisladores y deben estén bien engrasados para realizar un buen giro.
- **Portadores de corriente**
Al cerrar el seccionador todos los polos deben estar en línea recta y los contactos entren bien uno dentro del otro al cerrar el seccionador.
- **La Puesta a tierra**
La conexión de la estructura a malla a tierra debe estar bien conectada y sin corrosión o que el cable a la malla no se encuentre sulfatado.
- **El armario de control de equipo**
Supervisar el funcionamiento de la iluminación, calefacción, cableado cerraduras y demás componentes.
- **Mecanismo de accionamiento mecánico**
Los mecanismos de accionamiento y todas las superficies de roce se encuentren así:
 - Lubricadas y en buen estado.
 - Que no existan excedentes de grasa, aceite y ningún tipo de humedad.
 - Que no exista corrosión en las piezas metálicas.

3.3.1 Cuchillas de puesta a tierra para seccionadores

En este se debe supervisar la posición de los contactos como se muestra a continuación:

- El contacto móvil se desplace en línea recta hacia el contacto fijo
- La longitud del tubo de contacto se encuentre con sus medidas nominales.
- La existencia del dispositivo de enclavamiento.

- Las barras de contacto no se hayan deformado ni doblado hacia fuera de su respectiva posición.
- No existan excedentes de pasta de contacto sobre las superficies de contacto.

3.3.2 Cuchillas de puesta a tierra en combinación con el seccionador

En este se debe supervisar la posición de los contactos y además:

- El contacto móvil se mueva en línea recta hacia la apertura del contacto fijo.
- La longitud del tubo de contacto se encuentre con sus medidas nominales.
- El tubo de contacto tenga la suficiente flexión en la posición cerrada.
- El contacto móvil toque todos los talones de los dedos de contacto, asegurando un máximo paso de corriente.
- No exista alguna torsión en el tubo de contacto.

3.3.3 Inspección interruptor de tanque muerto en SF6 con mando para accionamiento

En la inspección de los interruptores se debe chequear que los elementos que conforman al interruptor se encuentren de la siguiente forma:

- **Aisladores o porcelana aislante**

Revisar que los aisladores y la cámara de extinción no contenga ningún tipo de suciedad o fisura la cual interrumpa el buen funcionamiento de este

- **Corrosión:**

Revisar la existencia de corrosión en las piezas metálicas exteriores, tales como bridas de conexión, bridas de los aisladores, cubiertas, discos de ruptura, cajas de mecanismos, tubos de gas y soportes.

- **El armario de control:**

Comprobar que todas las juntas en puertas y cubiertas del cubículo, así como las conexiones de los cables, estén bien sujetas y supervisar el funcionamiento de la iluminación, calefacción, cableado cerraduras y comprobar el buen funcionamiento de la resistencia de calefacción y el termostato.

- **Estado del gas SF6**

Comprobar la densidad del gas del interruptor. Si la densidad del gas está por debajo a la de disparo o de la alarma, se debe avisar al Centro de Control o al ingeniero a cargo.

- **Mecanismo de control:**

Leer el contador de operaciones y anotar la lectura en el informe de revisión, corrosión, desgaste y piezas sueltas en el mando de transmisión.

Los eventos son las diferentes señales que se presentan ante un cambio o estado sin alterar las condiciones normales de los equipos que funcionan dentro de la subestación.

A diferencia de los eventos las alarmas son elementos de alerta que tienen por finalidad advertir que un equipo o instalación está operando fuera de su rango normal de trabajo.

Cada vez que opere una alarma será necesario tomar conocimiento de lo que está sucediendo en el equipo o instalación, para luego tomar la acción correctiva que corresponda. Por lo tanto, es muy importante conocer el significado de cada alarma para decidir la medida por aplicar.

Para facilitar la labor del personal de la subestaciones, se dispondrá del panel de alarmas, mostradas en la figura 9 y explicadas en el capítulo 09.

3.4 Señales de alarma

A continuación se muestran las alarmas de señal luminosa que fueron implementadas en el panel de alarmas:



Figura 3.2: Las acciones a tomar se encuentran detalladas en el capítulo 09.

CAPÍTULO IV

EJECUCIÓN DE MANIOBRAS Y PROCEDIMIENTOS

4.1 Ejecución de maniobras en equipos o instalaciones en general

4.1.1 Retirar o poner en líneas y equipos.

Esta maniobra consiste en desconectar o conectar los equipos de patio a la malla a tierra de la subestación. Antes de realizar esta maniobra el personal técnico debe actuar con las siguientes consideraciones:

- Portar los elementos necesarios de seguridad como guantes botas dieléctricas medidor de tensión, cerciorarse que la bahía a se encuentre totalmente desenergizada es decir, los interruptores y seccionadores se encuentren en la posición abierta.
- La línea de transmisión puede encontrarse energizada desde su otro extremo (esta se puede verificarse con el centro de control).
- En la subestación se realiza este procedimiento para líneas y equipos de dos formas diferentes como son:
- Puesta a tierra por medio de tierra temporal (equipos), para la cual se realiza conectando un cable a la malla a tierra, de este cable se derivan tres más. Cada uno de los extremos de las derivaciones contiene una pinza. La cual es conectada a la fase respectiva del equipo. Estos equipos son los de patio como seccionadores interruptores y transformadores.
- Puesta a tierra de la bahía de línea por medio de seccionador (líneas), esta maniobra se realiza desde nivel cero, es decir desde patio, y se realiza cerrando la cuchilla o seccionador a tierra que se encuentra en el seccionador de línea.

4.1.2 Preparar un campo o bahía.

Cerrar el seccionador de barra seguido del seccionador de línea o del transformador. Según la bahía que se esté maniobrando.

Esto se realiza para dar el cierre del interruptor. En ningún momento el interruptor debe encontrarse en la posición de cerrado ya que si se maniobran los seccionadores bajo carga se genera arco eléctrico el cual daña inmediatamente el seccionador.

CAPÍTULO V

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

5.1 Subestación PUSH BACK 138/69 kV

La subestación PUSH BACK, ubicada en el área de la mina Toquepala, propiedad de la empresa minera SOUTHERN PERU, tiene una configuración Barra Principal- By-Pass con capacidad para 2 Bahías de las cuales se encuentran en servicio las siguientes:

- **Bahía BOTIFLACA 138 kV:**
La Bahía Botiflaca está asociada aguas arriba a la Subestación Eléctrica Botiflaca, la cual está ubicada en la ciudad de Moquegua y que es de propiedad de la mina Cuajone de Southern Perú.
- **Bahía MILL SITE 138 kV:**
La bahía Mill Site, está asociada aguas arriba a la Subestación Mill Site y que al igual que Push Back, pertenecen a la mina Toquelapa, propiedad de Southern Perú en la ciudad de Tacna.

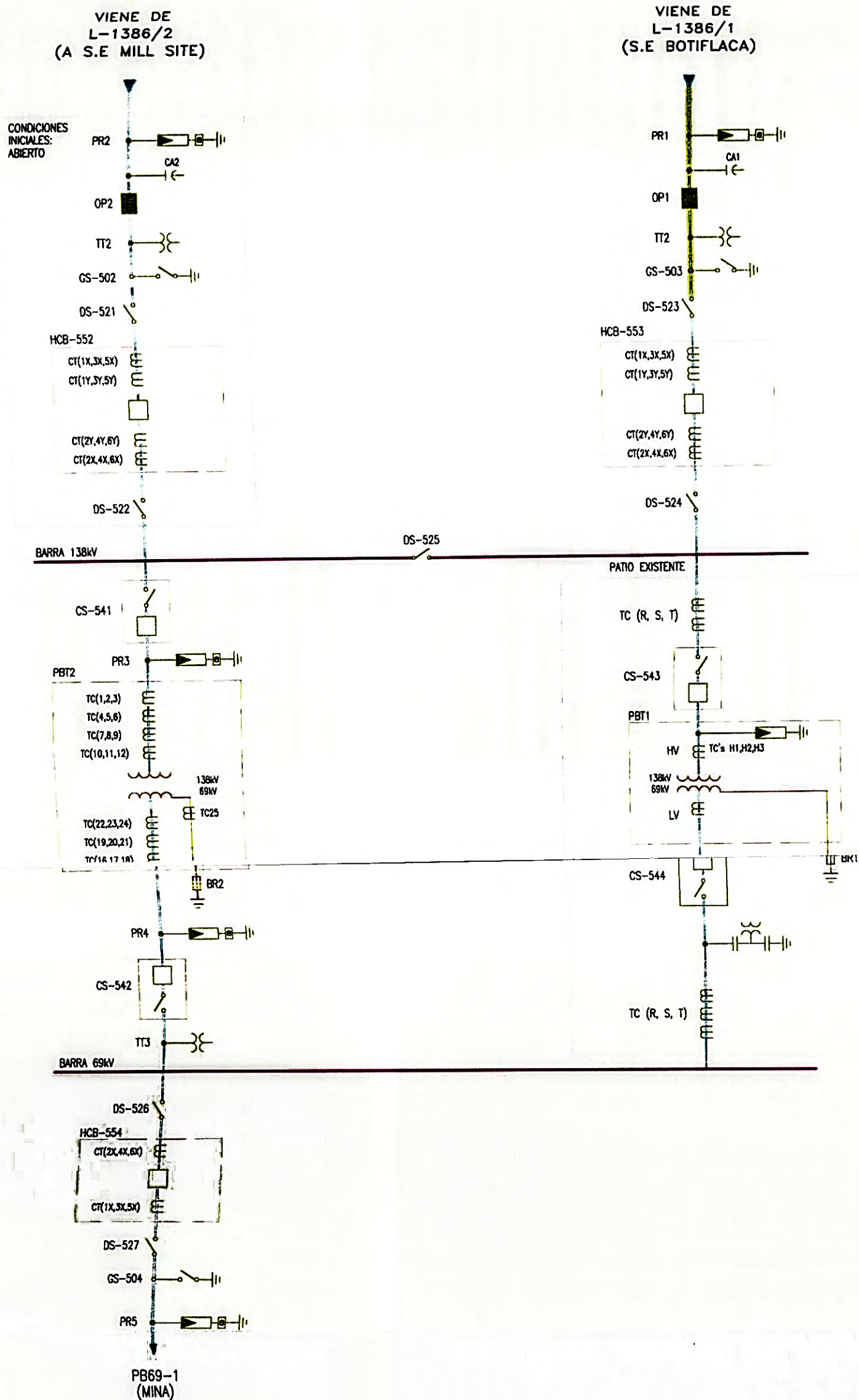
Esta configuración tiene por propósito, aumentar el nivel de confiabilidad del suministro eléctrico a los equipos de la mina. Esto último es de vital importancia puesto que los equipos que extraen los minerales (palas, excavadoras, perforadoras), trabajan necesariamente con energía eléctrica; y un desabastecimiento en la misma significaría una para en la producción.

Esta es la razón fundamental para que se adopte la configuración en doble alimentación. La línea de transmisión Botiflaca, integra a la S.E Push Back con la S.E Botiflaca, la cual está ubicada en la mina de Southern Perú-Moquegua.

El mismo patrón tiene la línea de transmisión Mill Site, quien interconecta a las subestaciones Push Back con Mill Site, ambas ubicadas en la misma mina, Southern Perú-Toquepala en Tacna.

Actualmente el sistema viene operando bajo un sistema de anillo en 138kV entre las 03 subestaciones citadas, sin embargo por el tipo de configuración, pueden existir diferentes configuraciones para energizar a la mina Toquepala. Esto se detalla en mayor extensión en el capítulo VI.

Lo descrito se ilustra en el Esquema Unifilar citada a continuación en la figura 5.1 “Esquema Unifilar General”.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO: UNIFILAR GENERAL

PLANO: EE-01

Pag. 24



CAPÍTULO VI

EJECUCIÓN CONSIGNAS OPERATIVAS

El procedimiento en la cual se realizan las maniobras de las consignas operativas. Estas maniobras siguen un orden de preestablecido, que proporcionan un mejor cuidado a los equipos de patio.

Con el fin de lograr un mejor entendimiento se realiza la ejecución de consignas en forma general para las bahías de BOTIFLACA y MILL SITE.

Todas las maniobras realizadas en la subestación deben ser coordinadas desde el centro de control con la subestación.

Las siguientes son las consignas a ejecutar en caso de falla o pérdida de control, desde el centro de control con la subestación PUSH BACK, ó la necesidad del operario que esté a cargo del centro de control la confirmación visual de apertura y cierre de de los equipos en patio.

6.1 Secuencia de maniobras

Preliminares:

La subestación está en capacidad de colocarse en paralelo para una transferencia de carga sin necesidad de cortar el suministro a mina.

La energización de la subestación, podrá darse desde las subestaciones eléctricas BOTIFLACA (SPCC Cuajone) ó MILL SITE (SPCC Toquepala) u ambas previa sincronización.

Todos los equipos deben estar en la opción de mando remoto. Si por algún motivo de maniobra se necesite trabajar con mando local, ubicar el selector de posiciones ubicado en las cajas de control de los equipos, en mando local.

Verificar el estado inicial de los equipos antes de las maniobras, esto es de vital importancia.

Monitorear las señales del panel de alarmas ubicado en el tablero 5 de la sala de control. Estas nos informarán de la normalidad de funcionamiento de la subestación o si surge algún evento, el cual habrá que corregir.

6.2 Energización:

Se ha dividido la secuencia de energización en tres etapas:

Creación de anillo entre las subestaciones BOTIFLACA-MILL SITE y energización a barra 138 kV de subestación PUSH BACK.

- Energización desde barra 138 kV hasta barra 69 kV de subestación PUSH BACK.
- Energización de carga PB69-1 desde barra 69 kV de subestación PUSH BACK.

6.2.1 Creación de anillo entre las subestaciones BOTIFLACA – MILLSITE -PUSH BACK en 138 kV.

Tabla 6.1: Creación de anillo entre las subestaciones BOTIFLACA – MILLSITE -PUSH BACK en 138 kV.

Secuencia	Equipo	Subestación	Estado inicial	Acción	Observaciones
1	DS-525	PUSH BACK	Cerrado	Ninguna	Verificación de cierre
2	OCB-854	BOTIFLACA	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura
3	HCB-752	PUSH BACK	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura
4	804	BOTIFLACA	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura y bloqueo
5	814	BOTIFLACA	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura y bloqueo
6	712	MILL SITE	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura y bloqueo
7	702	MILL SITE	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura y bloqueo
8	828	BOTIFLACA	Abierto	Cerrar 828	Verificación de cierre
9	826	BOTIFLACA	Abierto	Cerrar 826	Verificación de cierre
10	GS-503	PUSH BACK	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura y bloqueo
11	DS-523	PUSH BACK	Abierto	Cerrar DS-523	Verificación de cierre
12	DS-524	PUSH BACK	Abierto	Cerrar DS-524	Verificación de cierre
13	HCB-553	PUSH BACK	Abierto	Cerrar HCB-553	Verificación de cierre
14	GS-502	PUSH BACK	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura y bloqueo
15	DS-522	PUSH BACK	Abierto	Cerrar DS-522	Verificación de cierre
16	DS-521	PUSH BACK	Abierto	Cerrar DS-521	Verificación de cierre
17	HCB-552	PUSH BACK	Abierto	Cerrar HCB-552	Verificación de cierre
18	722	MILL SITE	Abierto	Cerrar 722	Verificación de cierre
19	724	MILL SITE	Abierto	Cerrar 724	Verificación de cierre
20	OCB 854	BOTIFLACA	Abierto	Cerrar OCB-854	Verificación de cierre

Secuencia	Equipo	Subestación	Estado inicial	Acción	Observaciones
21	HCB 752	MILL SITE	Abierto	Sincronización	Cerrar HCB- 752

- Si la sincronización se diera desde la S.E BOTIFLACA, invertir las secuencias 20 y 21; teniendo el cuidado necesario. Ninguna sincronización se dará en la S.E PUSH BACK.

6.2.2 Energización de bahía de transformador PBT1 con anillo SPCC cerrado.

Tabla 6.2: Energización de bahía de transformador PBT1 con anillo SPCC cerrado

Secuencia	Equipos	Subestación	Estado inicial	Maniobras	Conformidad
1	CS-542	PUSH BACK	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura
2	CS-541	PUSH BACK	Cerrado	Ninguna	Verificación de cierre
3	CS-543	PUSH BACK	Abierto	Cerrar CS-543	Verificación de cierre
4	CS-544	PUSH BACK	Abierto	Cerrar CS-544	Verificación de cierre

- Si por algún motivo el transformador de potencia PBT-1 sale fuera de servicio, bastará con cerrar el CS-542 para tensionar la barra de 69 kV a través del transformador PBT2; esto como plan de contingencia.

6.2.3 Energización de bahía de transformador PBT2 con anillo SPCC cerrado.

Tabla 6.3: Energización de bahía de transformador PBT2 con anillo SPCC cerrado.

Secuencia	Equipos	Subestación	Estado inicial	Maniobras	Conformidad
1	CS-544	PUSH BACK	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura
2	CS-543	PUSH BACK	Cerrado	Ninguna	Verificación de cierre
3	CS-541	PUSH BACK	Abierto	Cerrar CS-541	Verificación de cierre
4	CS-542	PUSH BACK	Abierto	Cerrar CS-542	Verificación de cierre

6.2.4 Energización de carga PB69-1 desde barras 69 kV

Tabla 6.4: Energización de carga PB69-1 desde barras 69 kV

Secuencia	Equipos	Subestación	Estado inicial	Maniobras	Conformidad
1	HCB-554	PUSH BACK	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura
2	GS-504	PUSH BACK	Abierto	Ninguna	Verificación de apertura y bloqueo
3	THREE WAY	PUSH BACK	Abierto	Cerrar THREE WAY	Verificación de cierre
4	DS-526	PUSH BACK	Abierto	Cerrar DS-526	Verificación de cierre
5	DS-527	PUSH BACK	Abierto	Cerrar DS-527	Verificación de cierre
6	HCB-554	PUSH BACK	Abierto	Cerrar HCB-554	Verificación de cierre

Secuencia	Equipo	Subestación	Estado inicial	Maniobras	Conformidad
2	CS-543	PUSH BACK	Cerrado	Ninguna	Verificación de cierre
3	CS-542	PUSH BACK	Cerrado	Abrir CS-542	Verificación de apertura
4	CS-541	PUSH BACK	Cerrado	Abrir CS-541	Verificación de apertura

Si se procede a cerrar CS-544, se tendrá tensión en el sistema de barras de 69 kV, a través del transformador PBT1.

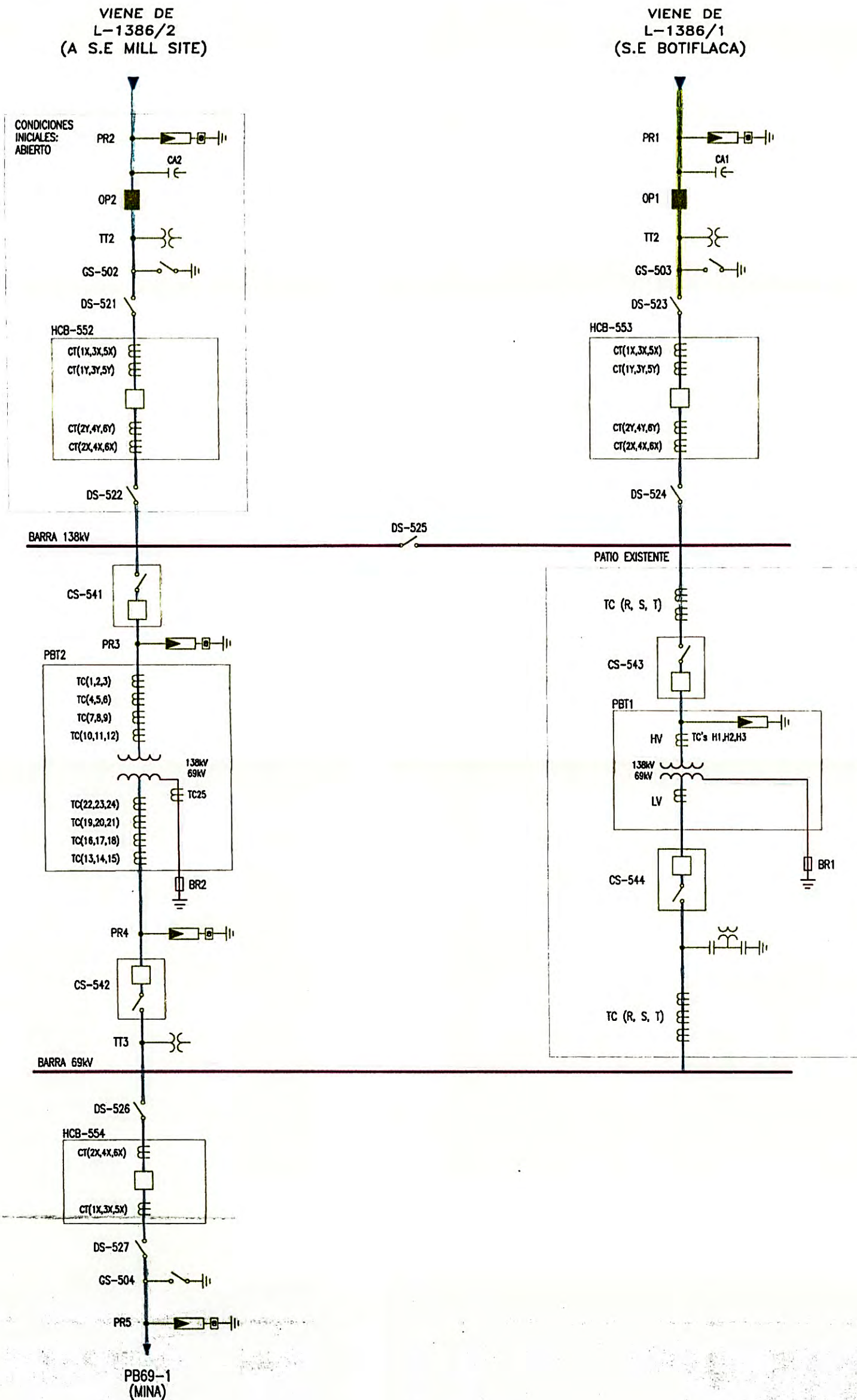
6.3.3 Desenergización del anillo

Para este fin se pueden aperturar los siguientes equipos:

Tabla 6.9: Desenergización del anillo

Secuencia	Equipo	Subestación	Estado inicial	Maniobras	Conformidad
1	HCB-552	PUSH BACK	Cerrado	Abrir HCB-552	Verificación de apertura
2	HCB-553	PUSH BACK	Cerrado	Abrir HCB-553	Verificación de apertura
3	HCB-752	MILL SITE	Cerrado	Abrir HCB-752	Verificación de apertura
4	OCB-854	BOTIFLACA	Cerrado	Abrir OCB-854	Verificación de apertura

Después de proceder con las maniobras de la tabla 10, dejar los seccionadores e interruptores que conforman el circuito del anillo en estado de apertura; y los seccionadores de puesta a tierra cerrados y bloqueados; esto por fines de seguridad.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

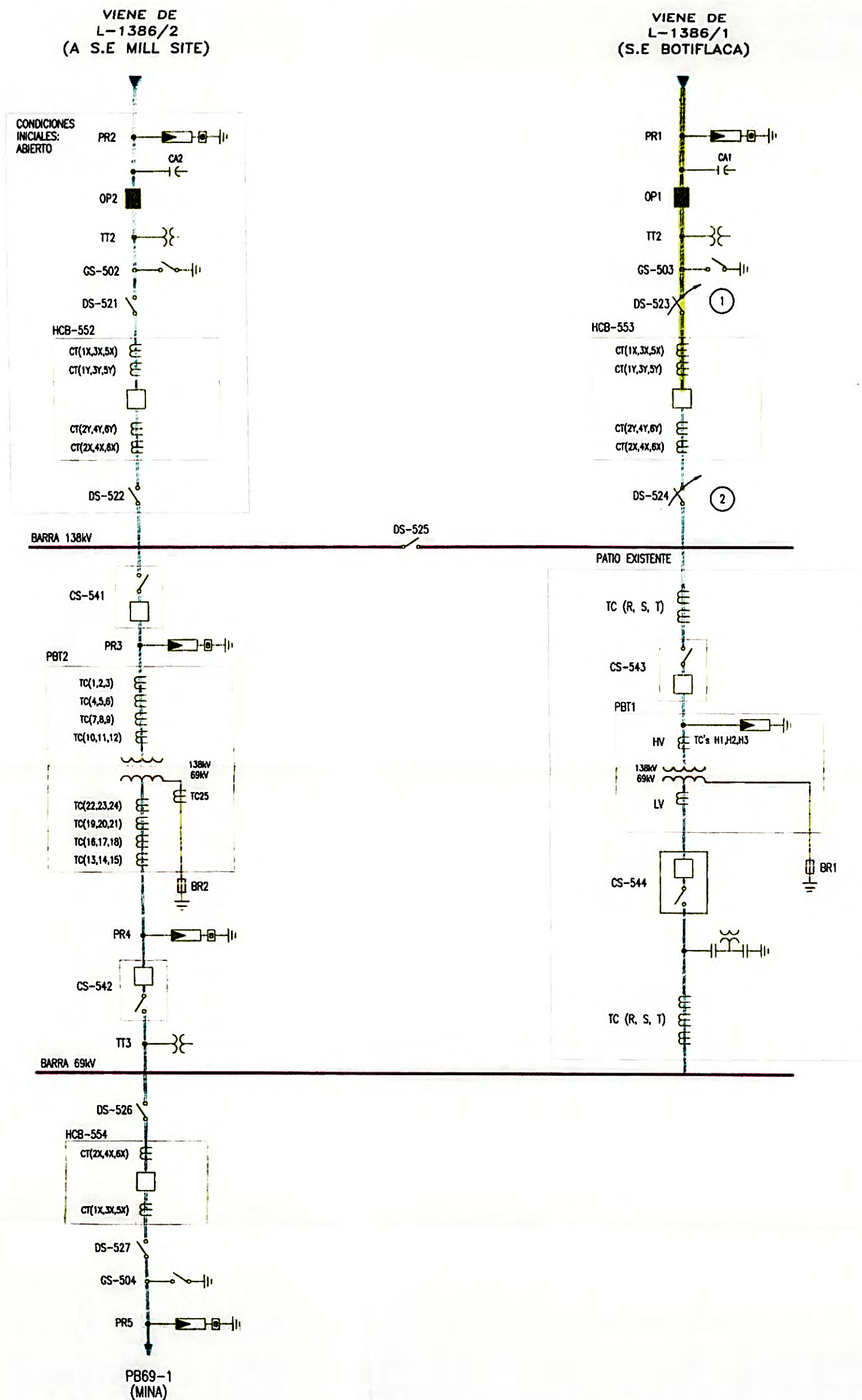
FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO: CONDICIONES INICIALES PLANO: EU-01

Pag. 30





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

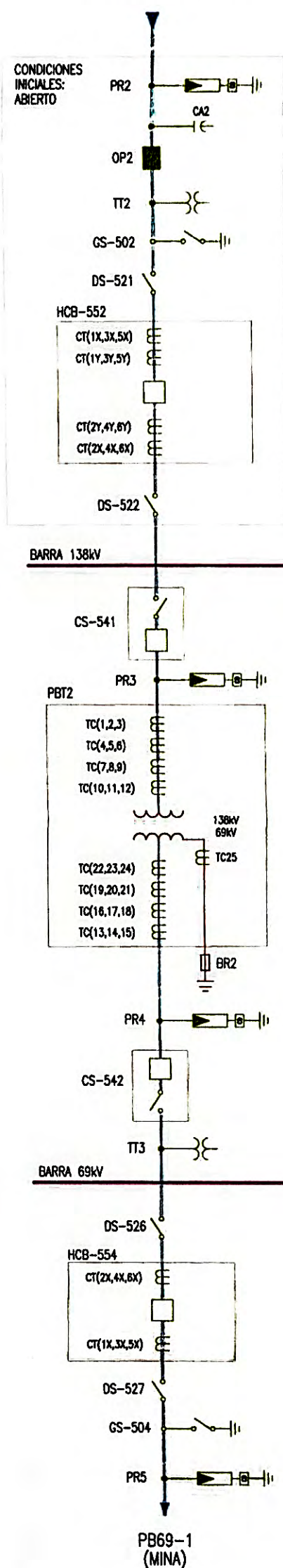
TÍTULO: ENERGIZACION FASES: ① ②

PLANO: EU-02

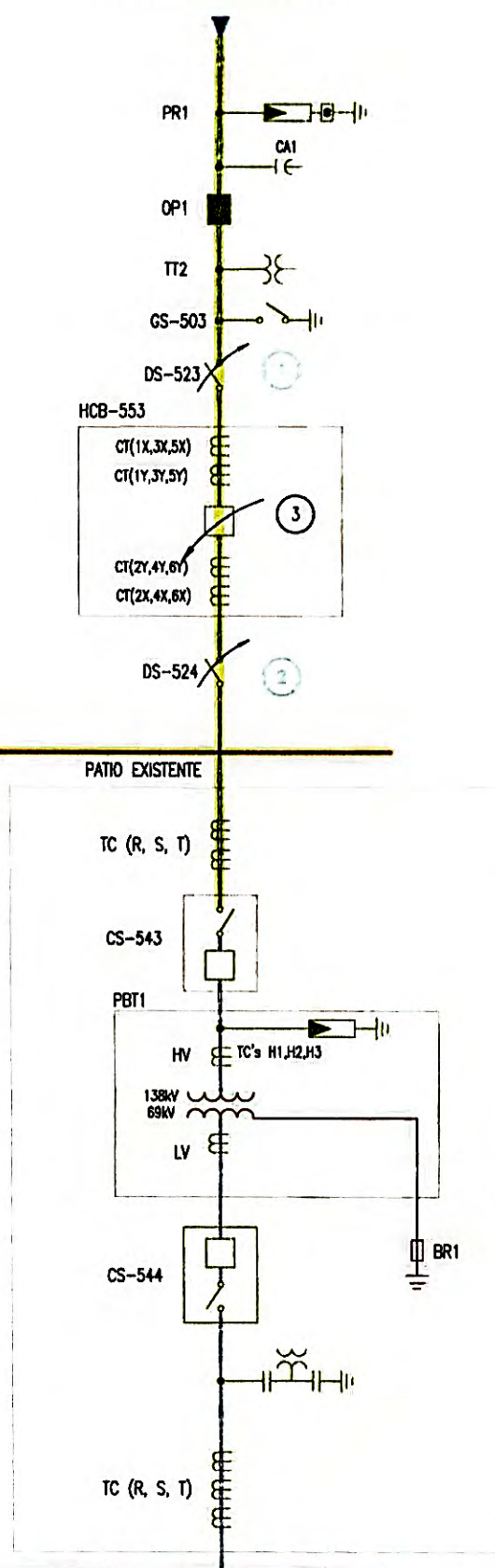
Pag. 31



VIENE DE
L-1386/2
(A S.E. MILL SITE)



VIENE DE
L-1386/1
(S.E. BOTIFLACA)



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD:

INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROYECTISTA:

MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

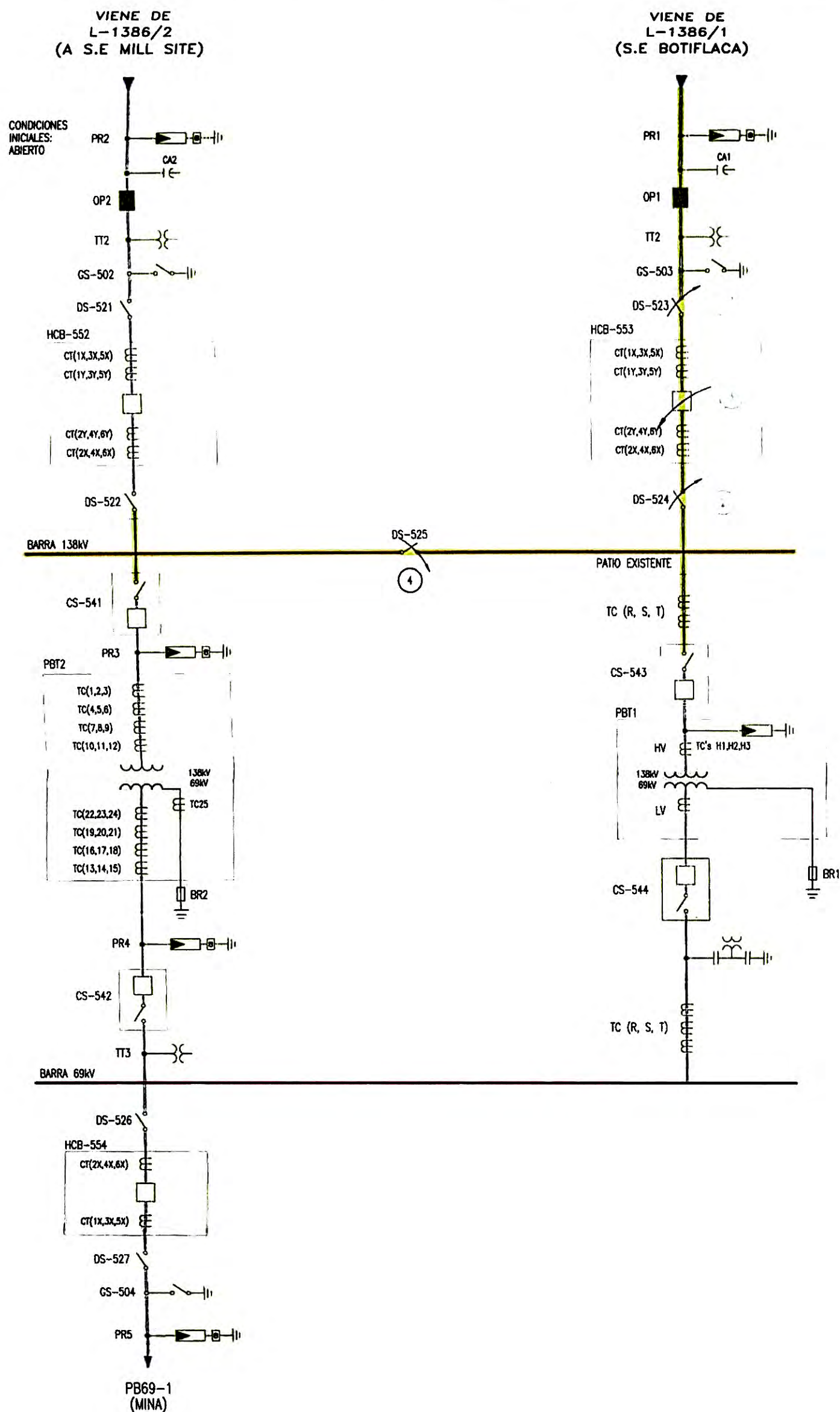
TÍTULO:

FASES: ① ② ③

PLANO: EU-03

Pag. 32





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

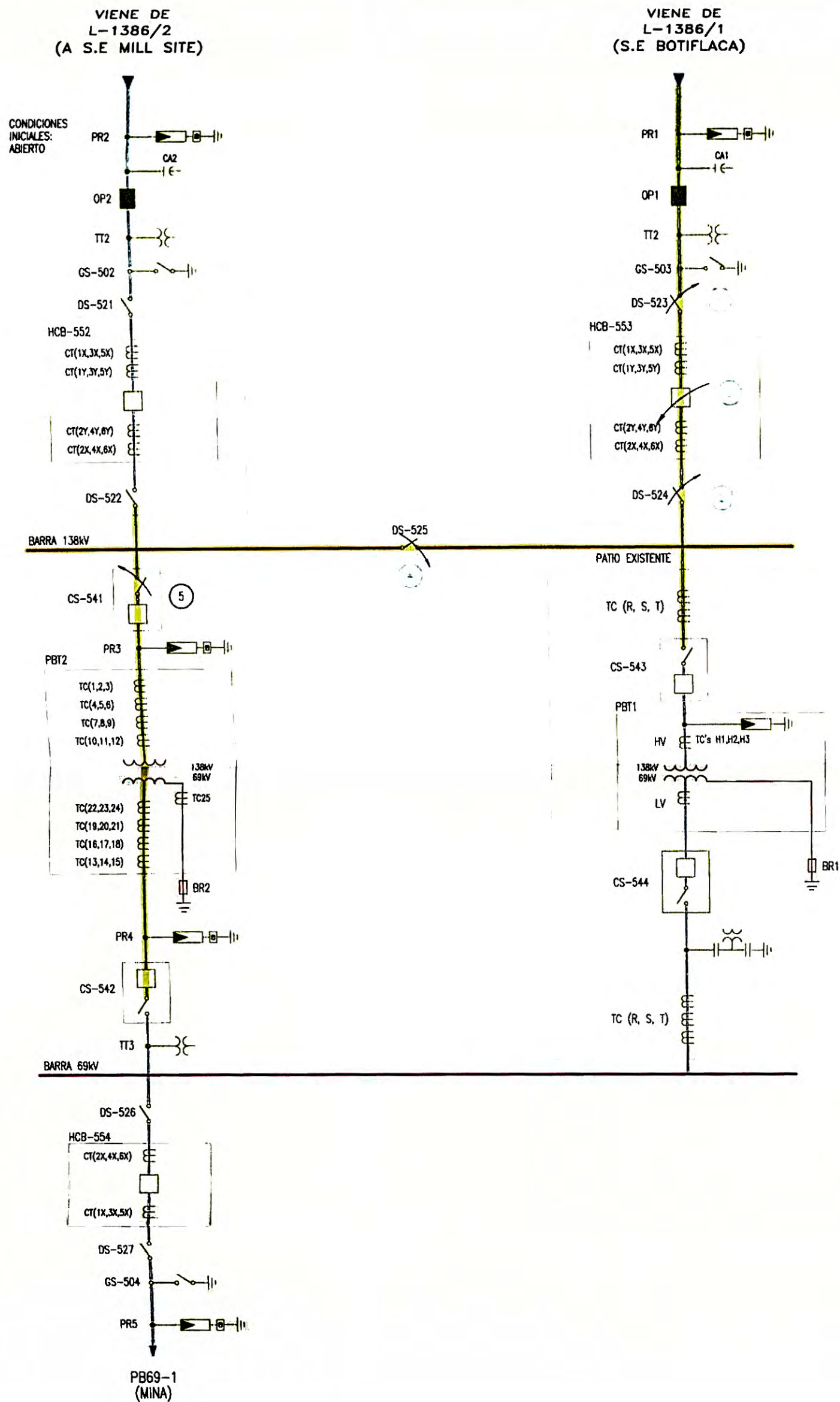
PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO: FASES: ① ② ③ ④

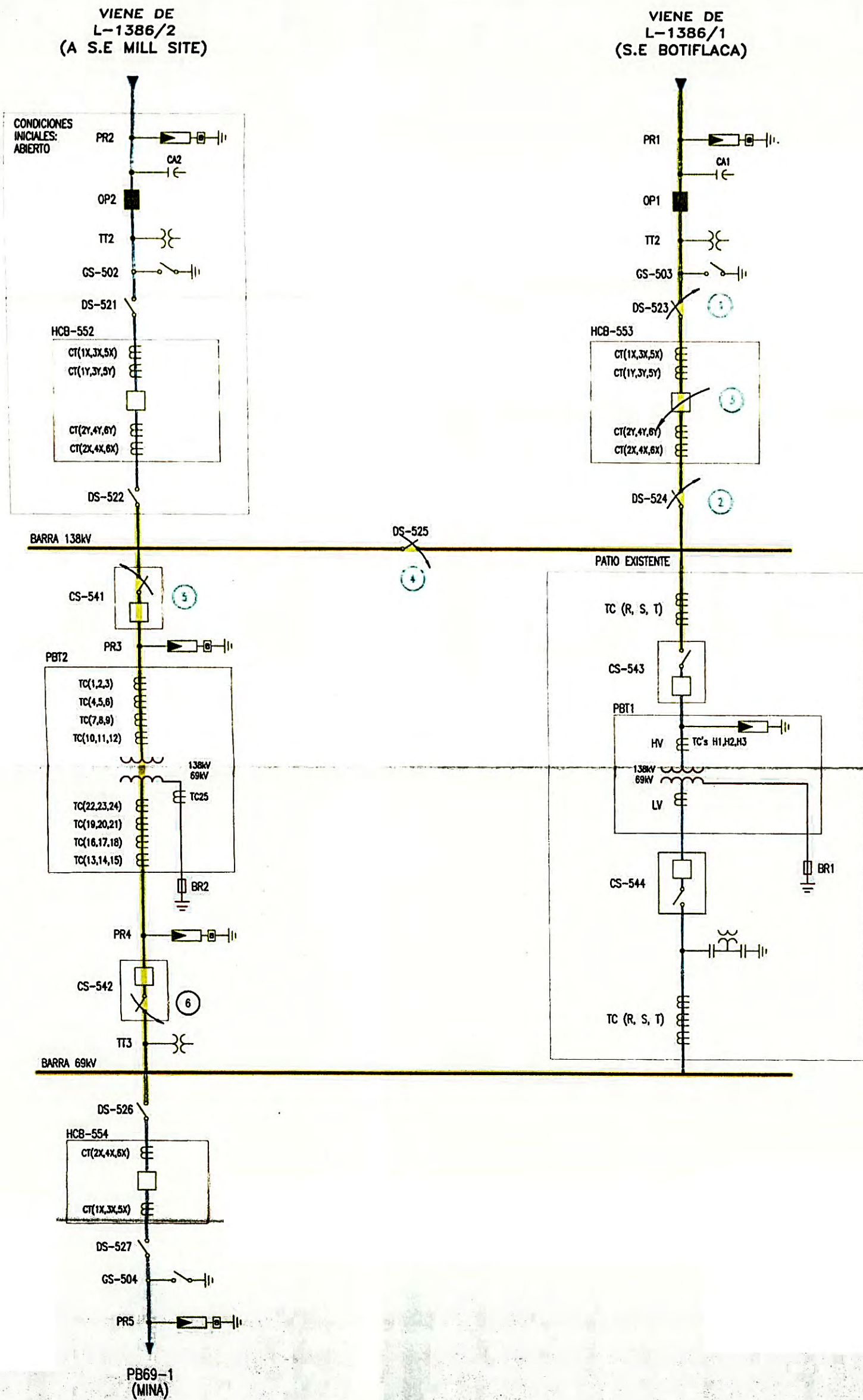
PLANO: EU-04

Pag. 33



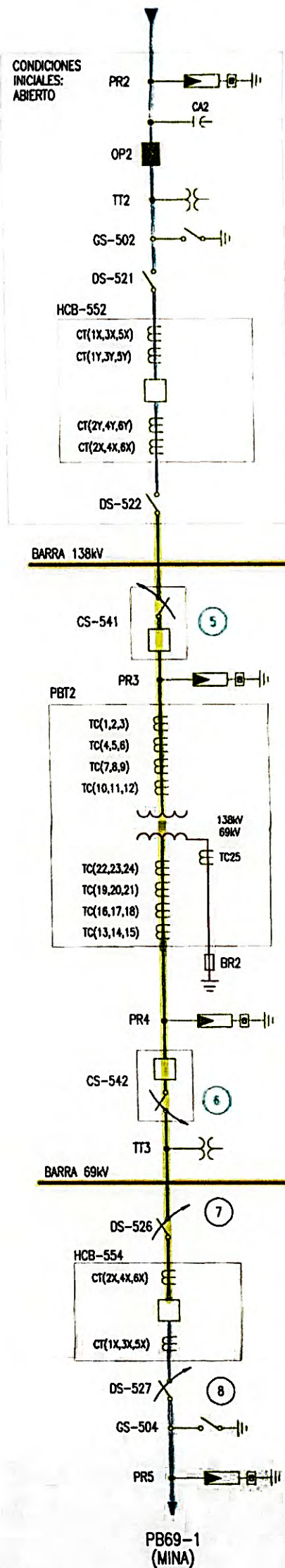


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA			
FACULTAD:	INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
PROYECTISTA:	MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO		
TÍTULO:	FASES: ① ② ③ ④ ⑤	PLANO: EU-05	Pag. 34

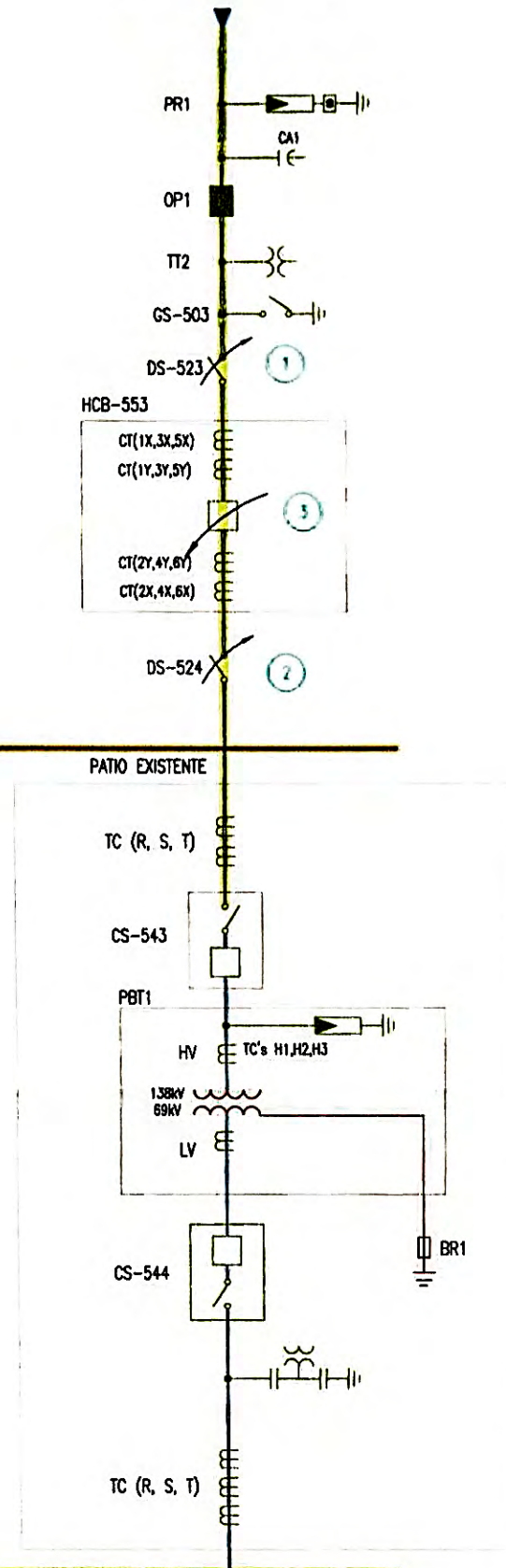


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA			
FACULTAD:	INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
PROYECTISTA:	MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO		
TÍTULO:	FASES: ① ② ③ ④ ⑤ ⑥	PLANO: EU-06	Pag. 35

VIENE DE
L-1386/2
(A S.E. MILL SITE)



VIENE DE
L-1386/1
(S.E. BOTIFLACA)



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

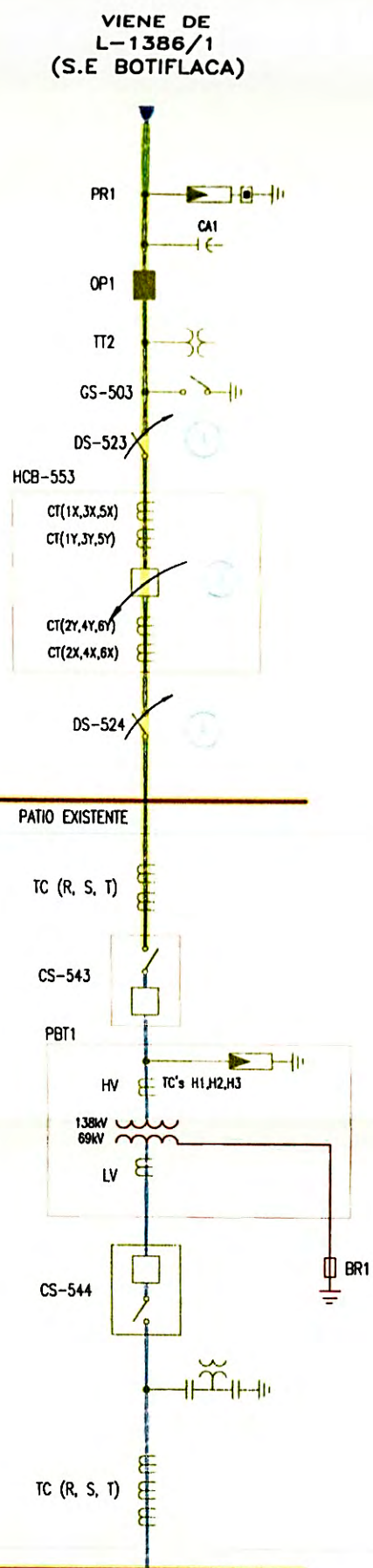
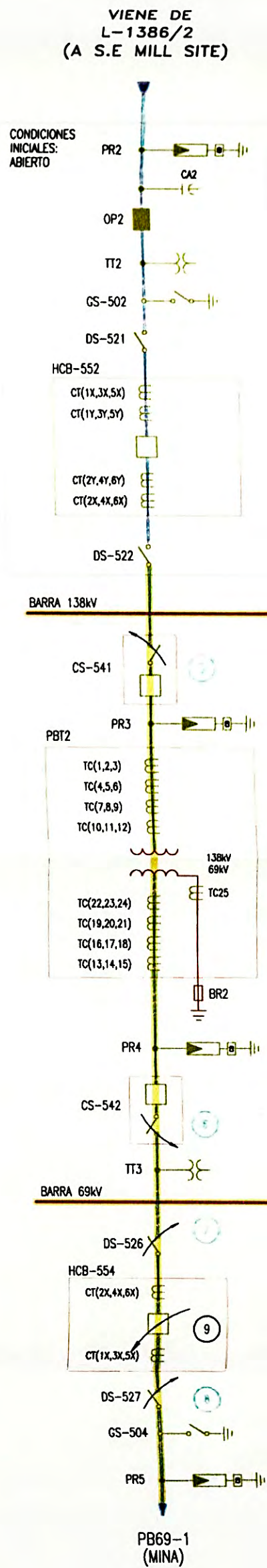
PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO:

FASES: ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧

PLANO: EU-07 Pag. 36





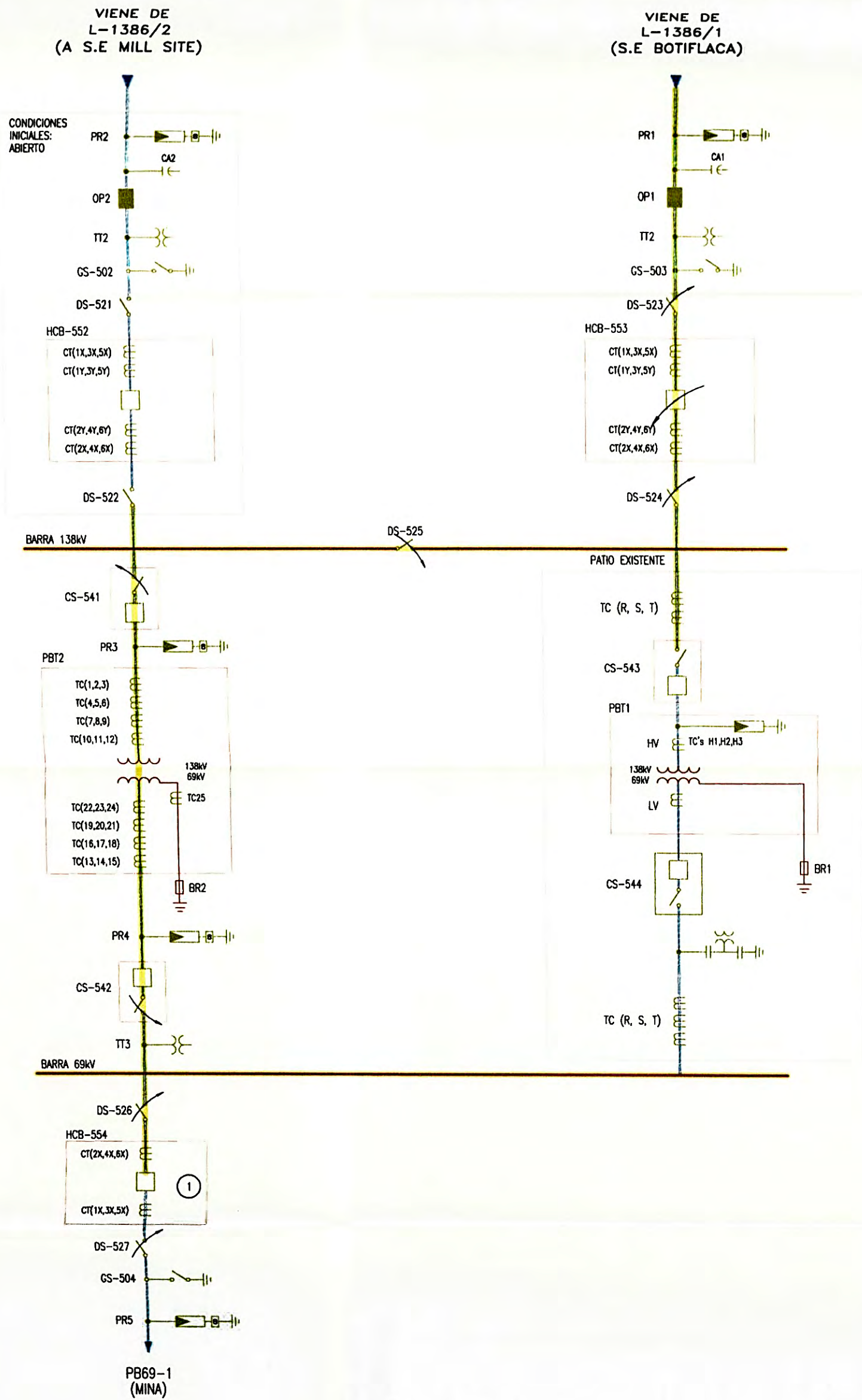
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

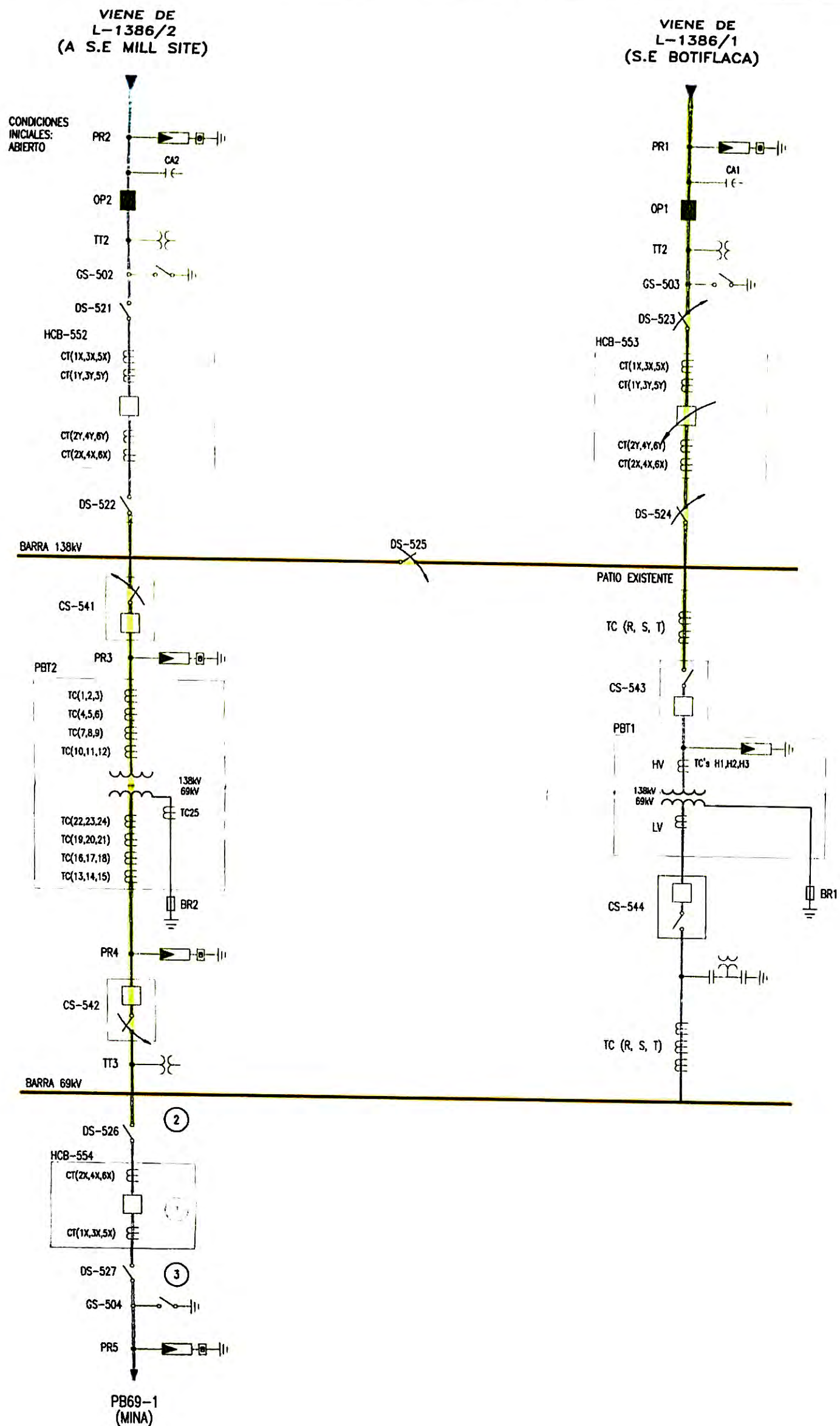
FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO: FASES: ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦ ⑧ ⑨ PLANO: EU-08 Pag. 37







UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

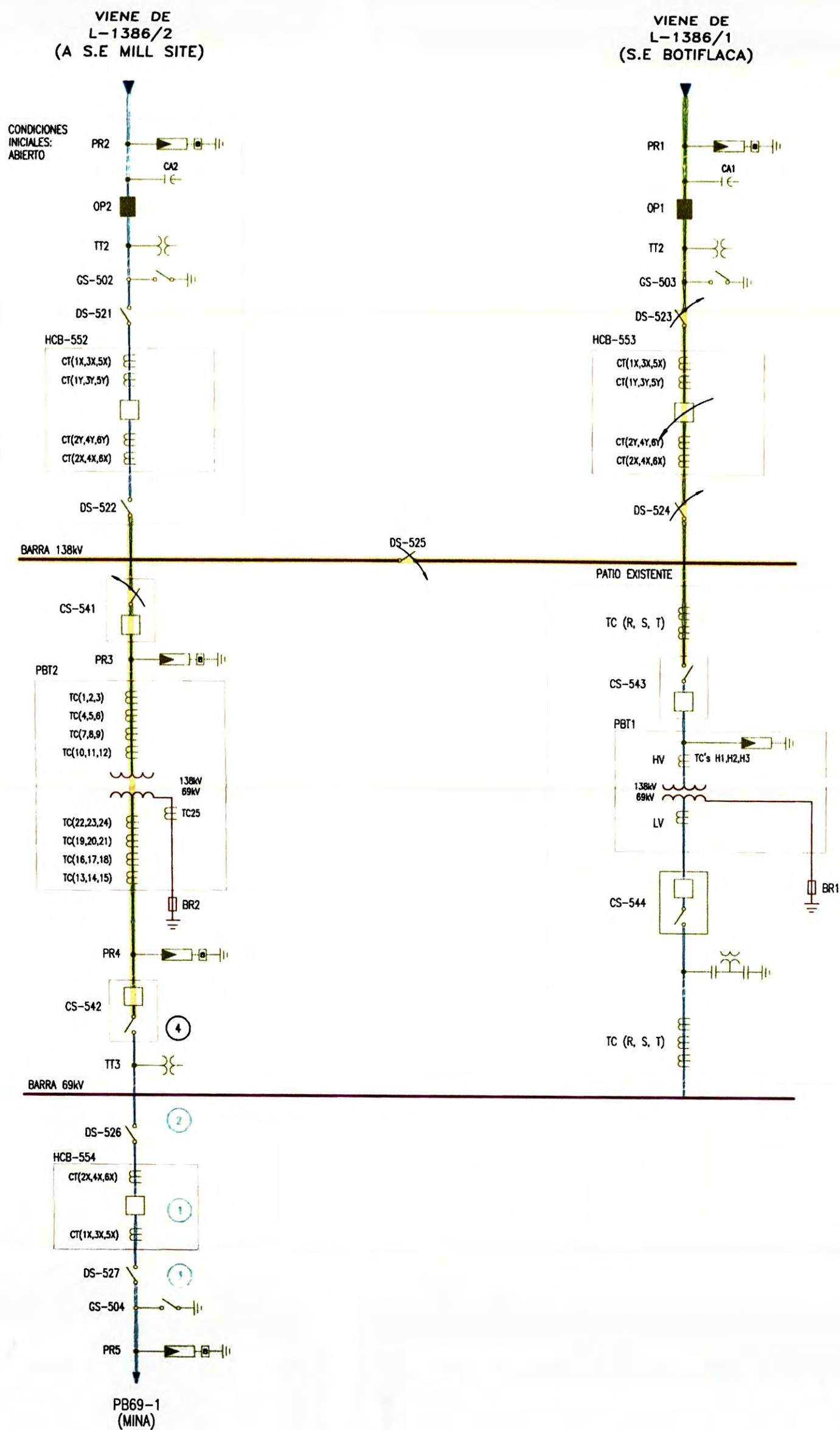
PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO: DESENERGIZACION ① ② ③

PLANO: EU-10

Pag. 39





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

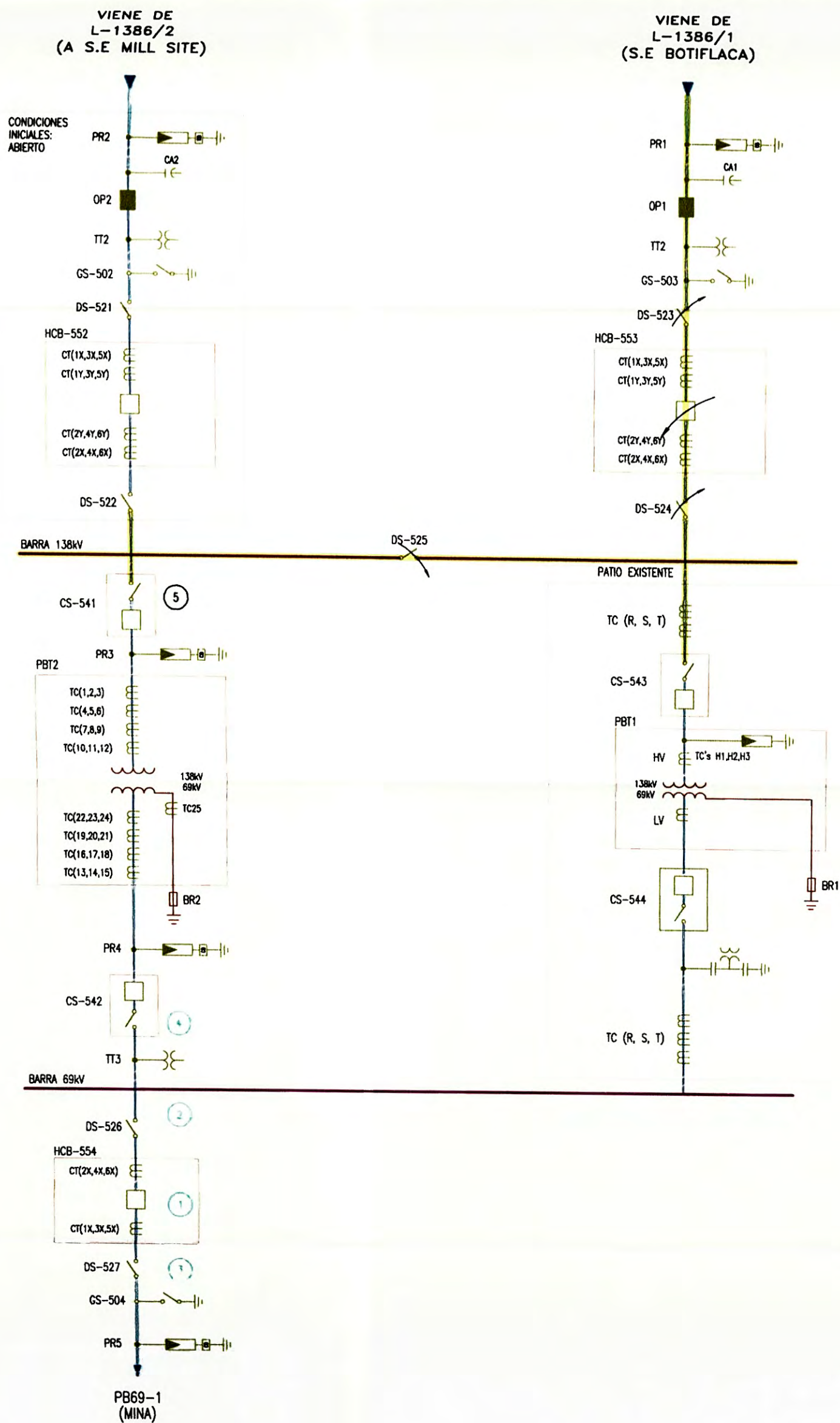
PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO: DESENERGIZACIÓN: ① ② ③ ④

PLANO: EU-11

Pag. 40





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

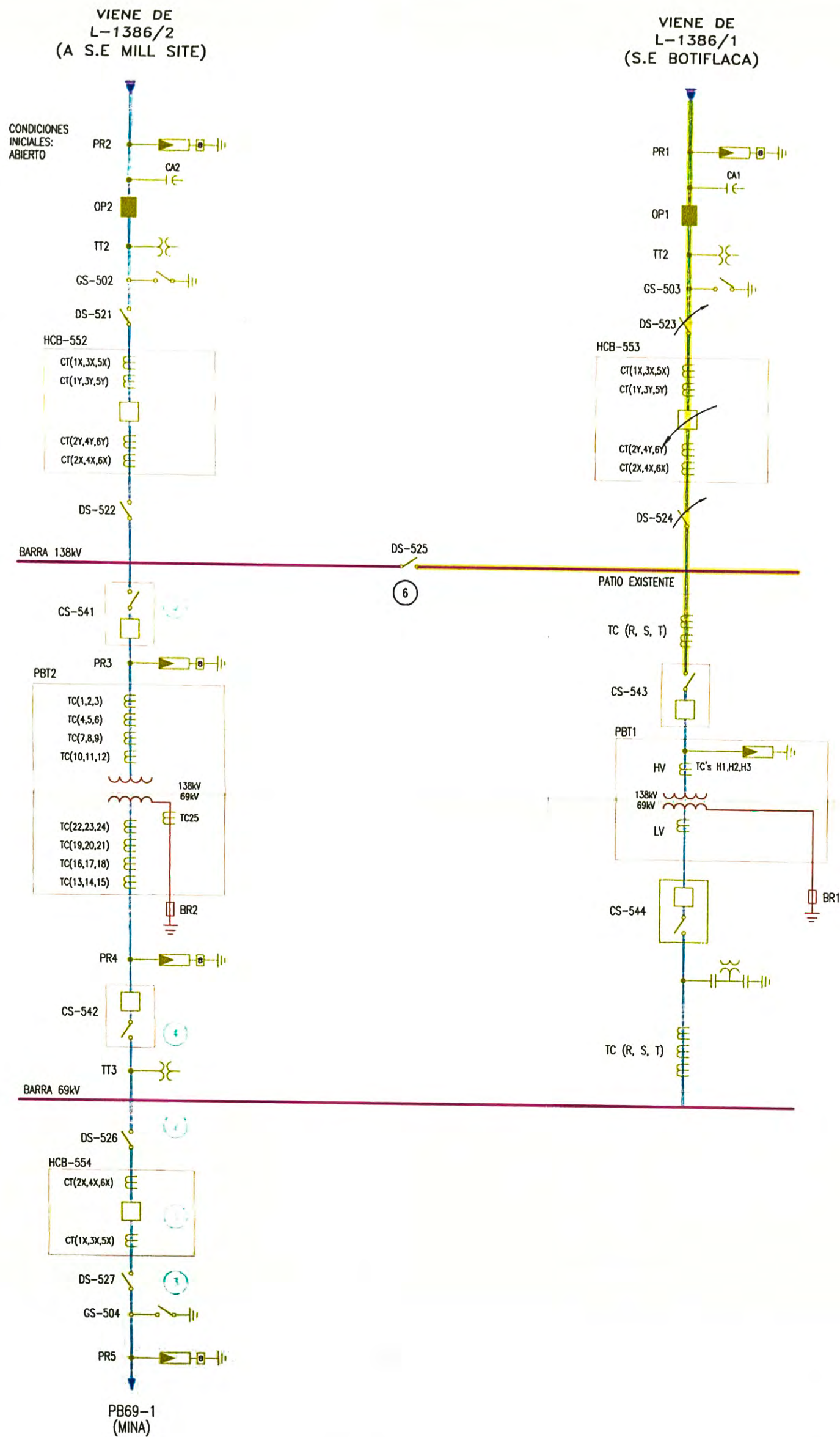
TÍTULO:

Desenergización: ①②③④⑤

PLANO: EU-12

Pag. 41





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

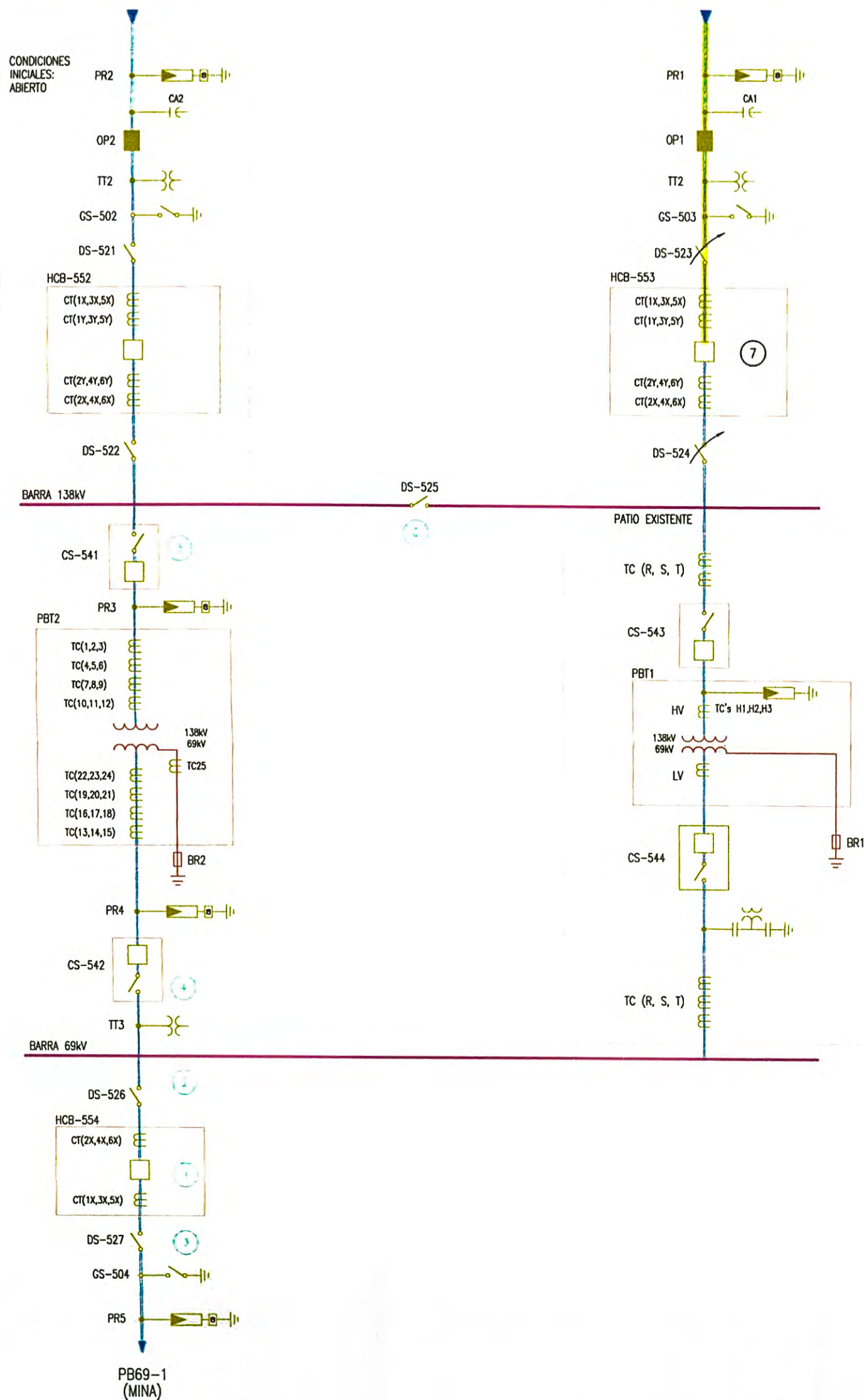
FACULTAD: INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROYECTISTA: MÁXIMO RUBÉN YAÑAC CARRASCO

TÍTULO: Desenergización: 1 2 3 4 5 6 PLANO: EU-13 Pag. 42



VIENE DE
L-1386/1
(S.E BOTIFLACA)



DESENERG: 1 2 3 4 5 6 7

PLANO: EU-14 Pag. 43



CAPÍTULO VII
PROCEDIMIENTO A REALIZAR ANTE CONSIGNAS DE FALLA

7.1 Procedimiento a realizar ante consignas de falla

En el siguiente capítulo se encuentran las consignas de operación bajo falla y registro de los eventos en las bahías de circuito y transformación. También se describirá el procedimiento operativo que se debe realizar en caso de falla de algún equipo de la subestación con el fin de ofrecer mejor confiabilidad en la operación. La descripción del procedimiento consiste en una descripción y funcionamiento de la alarma y disparo el equipo las causas y actividades a realizar.

Tabla 7.1: Alarma y disparo Buchholz del transformador PBT2

ALARMA Y DISPARO BUCHHOLZ DEL TRANSFORMADOR PBT2	
Descripción: El relé Buchholz está instalado en la parte superior del transformador en la tubería de conexión con el tanque de expansión, este relé detecta los gases producidos en los devanados, estos gases son acumulados en una recamara del relé el cual tiene dos flotadores que supervisan el nivel del gas.	
Alarma: En el primer nivel se activa la alarma para fallas menores.	Disparo: En el segundo nivel para fallas mayores y este aislará al transformador del sistema.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Por efectos de arco o puntos calientes permanentes se debe: • Inspeccionar la temperatura en los devanados, si es alta y no existe ninguna sobrecarga, hay un daño en los devanados que generan gases en el aceite. • Inspeccionar si es posible visualmente, el nivel de gas en buchholz. 2. Por desgaste en el aislamiento se debe: • Inspeccionar visualmente el color del gas. Esta consiste en revisar el color del gas si es de color blanco es composición del papel, si es de color negro o gris es descomposición de aceite. • Si no se tiene experiencia con	1. Informar el daño y su causa al centro de Control 2. Si se determina que la causa es por: • Por efectos de arco o puntos calientes permanentes. • Por desgaste en el aislamiento • Bajo nivel de aceite. • En estos casos se debe realizar una orden de trabajo para el mantenimiento o reparación necesaria. 3. Si se determina que la causa es por: • Transformador nuevo o desplazado • Mal funcionamiento de los contactos en relé. En este caso se requiere un análisis

ALARMA Y DISPARO BUCHHOLZ DEL TRANSFORMADOR PBT2	
pruebas Buchholz no se debe intentar hacer la purga. ya que, en ningún momento se debe dejar escapar el gas. Puesto que el personal de mantenimiento realizará una prueba que determine si es combustible o no. 3. Mal funcionamiento de los contactos en el relé: • Si el gas se encuentra en un nivel normal se debe revisar los contactos del relé ya que estos pueden estar defectuosos lo que genera falsa alarma. 4. Si el transformador es nuevo o fue transportado, desplazado y no ha reposado suficiente tiempo: Se generan burbujas de aire que con el tiempo se liberan generando falsa alarma. Si el gas que se muestra en la ventanilla del relé es de color transparente se puede realizar escape de gases por medio de la válvula situada en el relé. 5. Bajo nivel de aceite: • De no actuar la alarma del nivel mínimo de aceite en el tanque de expansión. y de existir alguna fuga de aceite; la cámara de buchholz quedará llena de aire si el nivel de aceite es demasiado bajo y por tanto se activará la alarma o el disparo.	inmediato por el ingeniero de turno para determinar si es posible poner nuevamente el equipo en funcionamiento o hacer caso omiso tanto a la alarma o el disparo.

Aplica a casillas B3-B4 de panel de alarmas

Tabla 7. 2: Alarma y disparo de temperatura en devanados del transformador PBT2

ALARMA Y DISPARO DE TEMPERATURA EN DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR PBT2	
Descripción: La temperatura en los devanados es monitoreada por medio de un sensor que se encuentra en los bujes del transformador, la cual censa la corriente que entra por cada fase. Esta corriente es acondicionada en una señal de temperatura por un circuito eléctrico.	
Alarma: Cuando la temperatura es mayor de 95° centígrados.	Disparo: Cuando la temperatura es mayor de 105° centígrados.

ALARMA Y DISPARO DE TEMPERATURA EN DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR PBT2	
Posibles causas :	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Por daño interno en los devanados: • Aumento de corriente por existencia de arcos internos en los devanados. se debe verificar la acumulación de gas en el relé buchholz. De existir la presencia de gas, puede existir un daño en los devanados del transformador. 2. Sobrecarga del transformador: • Verificar la carga del transformador 3. El detector de temperatura esta defectuoso: • Si la temperatura es alta en los devanados Verificar la carga del transformador de no existir sobrecarga, debe existir un daño en el detector de temperatura. • Revisión de temperatura en el aceite si es menor a la temperatura en los devanados, el detector de temperatura puede estar defectuoso.	1. Informar el daño y su causa al centro de control. 2. Si se determina que la cusa es por • Daño interno en los devanados. • Diferencial del transformador: • Se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria. 3. Si se determina que la causa es por: • Sobrecarga del transformador. • El detector de temperatura defectuoso. En este caso se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno para determinar si es posible energizar nuevamente el equipo si este ha sufrido un disparo.

Aplica a casillas C1-C2 de panel de alarmas

Tabla 7.3: Alarma y disparo de temperatura en aceite del transformador PBT2

ALARMA Y DISPARO DE TEMPERATURA EN ACEITE DEL TRANSFORMADOR PBT2	
Descripción: La temperatura en el aceite es monitoreada por una termosonda. Está se encuentra instalada en la cuba del transformador, la cual monitorea la temperatura promedio del aceite refrigerante.	
Alarma: Cuando la temperatura es mayor de 80° centígrados en aceite se activa la señal de temperatura.	Disparo: Cuando la temperatura es mayor de 85° centígrados en el aceite, se activa el relé de disparo y aísla el transformador del sistema inmediatamente.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:

ALARMA Y DISPARO DE TEMPERATURA EN ACEITE DEL TRANSFORMADOR PBT2	
1. Sobrecarga en el transformador: • Aumento de temperatura en el aceite por calentamiento de los devanados. 2. El detector de temperatura esta defectuoso: • Revisión de la temperatura en los devanados. si la temperatura en el aceite es mayor debe existir un daño en la termosonda.	1. Informar el daño y su posible causa al centro de control. 2. Si se determina que la causa es por: • Sobrecarga en el transformador • El detector de temperatura esta defectuoso En este caso se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno para decidir lo siguiente: • Continuar operando el transformador bajo estas condiciones. • En caso de disparo por temperatura energizar nuevamente el transformador. 3. Si se determina que la cusa es por: Por daño interno en los devanados: Se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria y declarar indisponible el transformador.

Aplica para la casilla B5-B6 del panel de alarmas.

Tabla 7.4: Alarma de mínimo y máximo nivel de aceite en el tanque de expansión del transformador PBT2

ALARMA DE MÍNIMO Y MÁXIMO NIVEL DE ACEITE EN EL TANQUE DE EXPANSIÓN DEL TRANSFORMADOR PBT2	
Descripción: El nivel el aceite en el transformador es supervisado por un flotador instalado en el tanque de expansión que indica el nivel de aceite. Adicionalmente contiene dos contactos uno para máximo y el otro para mínimo nivel de aceite.	
Alarma: Cuando el flotador hace contacto en alguna de las dos posiciones predeterminadas.	Disparo: No tiene, solo cuando actúa la protección de sobre presión, al existir un alto nivel de aceite.
Posibles causas :	Posibles soluciones y actividades a realizar:

ALARMA DE MÍNIMO Y MÁXIMO NIVEL DE ACEITE EN EL TANQUE DE EXPANSIÓN DEL TRANSFORMADOR PBT2	
1. Por expansión de aceite se debe: • Revisar si hay sobrecarga constante en el transformador, ya que por alta carga en este, la temperatura en el aceite aumenta y su volumen también. 2. Por fugas de aceite se debe: • Inspeccionar si hay derrames de aceite por daño en la cuba del transformador. • Inspeccionar las uniones de los radiadores, por defectos en los empaques o mala instalación. • Inspeccionar la protección de sobre presión, la cual ha dejado evacuar el aceite. 3. Mal funcionamiento de los contactos del relé se debe: • Revisar los contactos del relé ya que estos pueden estar defectuosos lo que genera falsa alarma. Esto se realiza por parte del personal de mantenimiento y el transformador debe estar desenergizado. • Revisar alarma buchholz, ya que si el nivel del aceite es demasiado bajo y ha sobre pasado el nivel en donde se encuentra este relé, puede señalizar alarma buchholz o disparo buchholz.	1. Informa el daño y su causa al centro de control: 2. Si la causa es por expansión de aceite en el transformador es posible continuar operando bajo esta condición. 3. Si la causa es por mal funcionamiento de los contactos o fugas de aceite, se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria. Y se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno para determinar si es posible seguir operando el transformador en estas condiciones.

La tabla 14 aplica para la casilla B1-B2 del panel de alarmas.

Tabla 7.5: Disparo sobre presión de aceite en la cuba del transformador PBT2
DISPARO SOBRE PRESIÓN DE ACEITE EN LA CUBA DEL TRANSFORMADOR PBT2

Descripción: La válvula de sobrepresión se encuentra instala en la parte superior del transformador. Esta válvula alivia la presión en el interior del transformador al existir aumentos de presión súbitos, generados por altas temperaturas que aumentan el volumen en el aceite. Este tiene un contacto cuando es aliviada la presión. Dicho contacto puede ser de alarma o de disparo.	
Alarma: No tiene. Solamente cuando actúa la alarma de máximo nivel de aceite.	Disparo: Cuando se da apertura a la válvula.
Posibles causas 1. Alivio de presión: • Por alta temperatura en el aceite su volumen aumenta. Y genera mayor presión a la nominal dando apertura a la válvula de sobre presión. Este aísla el transformador del sistema. 2. Alivio de presión: • Por alta temperatura en el aceite su volumen aumenta. Y genera mayor presión a la nominal dando apertura a la válvula de sobre presión. Este aísla el transformador del sistema. 2. Falsa alarma: • De no existir derrame de aceite. Se debe revisar los contactos ya que estos pueden estar deteriorados por exposición al medio ambiente. • Desconexión de la alarma siempre y cuando que se comprueba que ha ocurrido una falsa alarma.	Posibles soluciones y actividades a realizar: 1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Si la causa es por falsa alarma en este caso es necesario deshabilitar la protección con autorización del centro de control para energizar nuevamente el transformador. Y se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria de la protección. 3. Si la causa es por alivio de presión y el aceite evacuado por esta válvula es significativo se debe revisar todas las protecciones del transformador y determinará la causa por la cual se aumento la presión del nivel de aceite. Normalmente este aumento de presión está relacionado con la temperatura en los devanados y sobrecarga en el transformador.

La tabla 15 aplica para la casilla C-3 del panel de alarmas.

Tabla 7. 6: Falla de relés de protección

FALLA DE RELÉS DE PROTECCIÓN	
Descripción: Esta se produce cuando el relé presenta una falla interna.	
Alarma: El panel de alarmas SEL-2523 reportará cual es el relé que presenta una falla interna.	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Falla interna: • Por daño en el relé.	1. Informa el daño y su causa al centro de control.

FALLA DE RELÉS DE PROTECCIÓN	
2. Falla de alimentación: • Por falta alimentación DC en la fuente de alimentación.	2. Si existe ausencia de tensión DC, se deberá revisar las conexiones de alimentación desde el Panel Board DC. 3. Verificar continuidad en los fusibles control para que en caso de estar fallados, reemplazarlos.

Aplica para las casillas A2-A4-A6-C6-D6-E1-E2 del panel de alarmas

Tabla 7.7: Disparo protección de distancia:

DISPARO PROTECCIÓN DE DISTANCIA:	
Descripción: Para las líneas 138kV, en las cuales se presentan una falla transitoria o permanente; se da apertura al interruptor de la bahía de línea, por medio del relé 421. La operación de esta protección registra la distancia de falla en la línea.	
Disparo: Cuando detectan corrientes de falla permanente o transitoria, estas pueden ser en una o en todas las fases.	• El relé integrado a los DIP 5000, transmitirá condiciones del sistema a su par en el extremo opuesto. Para ello utilizará el canal de comunicaciones establecido: fibra óptica y onda portadora.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Daño en la línea: • Alta vegetación, que hace contactos con algunas de las fases. • Ruptura de cables, por altas oscilaciones en el cable. • Impacto directo de descargas atmosféricas en alguna de las fases. Esto sucede por mal funcionamiento del apantallamiento de la línea.	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Chequear la distancia de la falla y reportarla al centro de control. 3. Si después de re-energizar el circuito la falla persiste realizar orden de trabajo para la inspección inmediata de la línea.

Aplica para las casillas F3-F5 del panel de alarmas

Tabla 7. 8 : Disparo protección diferencial del transformador de potencia PBT2

DISPARO PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PBT2:	
Descripción: Ante una falla transitoria o permanente que se presente en el área comprendida entre la entrada y salida del transformador de potencia; se dará apertura a los CS-541 y CS-542 mediante el relé SEL 387 para desenergizarlo.	
Disparo: Cuando detectan corrientes de falla permanente o transitoria, estas pueden ser en una o en todas las fases.	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:

DISPARO PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PBT2:	
1. Daño interno: • Roce entre espiras de los devanados. • Cortocircuito entre devanados. • Falla fase-tierra. • Cortocircuito en los terminales.	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Chequear externamente si existe algún cuerpo ajeno sobre los terminales del transformador; el cual habrá que retirar. 3. Si después de re-energizar el circuito la falla persiste, realizar orden de trabajo para la inspección inmediata del equipo.

Aplica para la casilla A1 del panel de alarmas

Tabla 7. 9: Disparo protección sobrecorriente:

DISPARO PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE:	
Descripción: Ante una sobrecorriente que se presente en la entrada y salida del transformador de potencia y entrada del interruptor HCB-554; el relé SEL 351A ordenará apertura a los Circuit Switcher CS-541 y CS-542 y al Interruptor HCB-554.	
Disparo: Cuando se detecten corrientes altas transitorias o permanentes.	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Cortocircuitos: • Falla fase-tierra, fase-fase, aguas abajo o aguas arriba que no ha sido controlada. • Objetos ajenos al equipamiento que pueden estar uniendo las líneas de transmisión.	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Chequear externamente los equipos y las líneas para ubicar el posible agente que produce la falla. 3. Si la falla es interna en un equipo, realizar orden de trabajo para su inspección inmediata.

Aplica para la casilla A1 del panel de alarmas

Tabla 7.10 : Disparo protección diferencial de barra:

DISPARO PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA:	
Descripción: Ante un gradiente diferencial que surja entre la entrada y salida en los sistemas de barras de 138 y 69 kV; el relé SEL 487B ordenará aperturar los equipos de switcheo que lo alimentan.	
Disparo: Cuando detectan corrientes de falla permanente o transitoria, estas pueden ser en una o en todas las fases.	• Si la falla es en la barra 138 kV, equipos que aperturan: HCB-552, CS-541, CS-543, HCB-553. • Si la falla es en la barra 69 kV, equipos que aperturan: CS-542, CS-544, HCB-554.

DISPARO PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA:	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Cortocircuitos: - Fallas fase-tierra ó fase-fase, causada por algún agente ajeno al equipamiento del patio de llaves. - Cortocircuitos internos en los equipos de switcheo que alimentan los sistemas de barras.	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Chequear externamente si existe algún cuerpo ajeno sobre los terminales de los equipos ó que produzca unión hacia tierra y proceder a retirarlo. 3. Verificar las demás alarmas para tener mayores puntos de vista. 4. Si la falla es interna en un equipo, realizar orden de trabajo para su inspección inmediata.

Aplica para las casillas C4-C5 del panel de alarmas

Tabla 7.11: Disparo protección diferencial de línea

DISPARO PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA:	
Descripción: Ante un gradiente diferencial de corriente que surja en las líneas de transmisión que unen las subestaciones MILL SITE-PUSH BACK y BOTIFLACA-PUSH BACK, el relé SEL 311L ordenará aperturar los interruptores de potencia para desenergizarlas.	
Disparo: Cuando se detecten diferencias entre la salida y entrada del flujo de corriente en las líneas de transmisión.	- Si la falla es en LLTT Botiflaca-Push Back, aperturará el HCB-553. - Si la falla es en LLTT Push Back-Mill Site, aperturará el HCB-552.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Cortocircuitos: - Causada por posible vegetación en el recorrido de la línea de transmisión. - Elementos metálicos como cables que producen unión entre fases o con tierra. 2. Condiciones atmosféricas: - La caída de rayos sobre las líneas puede producir un puente común entre fases temporal.	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Inspeccionar a lo largo de las líneas para identificar el cuerpo que produce falla de cortocircuito. 3. Verificar las demás alarmas para tener mayores puntos de vista.

Aplica para las casillas F2 del panel de alarmas.

Tabla 7.12: Disparo protección por rechazo de carga:

DISPARO PROTECCIÓN POR RECHAZO DE CARGA:
Descripción: Debido a un déficit de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN)

DISPARO PROTECCIÓN POR RECHAZO DE CARGA:	
ocasionado por la salida no prevista de un generador importante o la apertura de una línea de transferencia de energía de centros de generación a cargas, la frecuencia de la red disminuye, activándose el sistema de rechazo de carga automático por mínima frecuencia asociado al relé SEL-451 el cual ordenará la apertura del interruptor HCB-554.	
Disparo: El disparo del relé se encuentra asociado a la actuación del interruptor HCB-554 (celda de salida en 69 kV al anillo de la mina).	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Caída de frecuencia del SEIN: • Salidas de operación de generadores importantes. • Salidas de líneas que transfieren energía de los centros de generación a las cargas.	1. Informar el relé que operó y la apertura del interruptor al centro de control. 2. Coordinar el pase del centro de control para el cierre remoto del interruptor HCB-554. 3. Coordinaciones internas para retomar cargas. 4. Verificar el flujo de energía desde la subestación.

Aplica para las casillas F6 del panel de alarmas.

Tabla 7.13: Falta de tensión alterna en salida de caja de agrupamiento

FALTA DE TENSIÓN ALTERNA EN SALIDA DE CAJA DE AGRUPAMIENTO	
Descripción: El tablero se encuentra protegido por un breaker monopolar con el cual abre el circuito de alimentación cuando sucede una falla en este.	
Alarma: Se produce cuando a ocurrido una falla en la alimentación AC en de la caja de agrupamiento	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Cortocircuito en los cables de alimentación. 2. Realizar una inspección visual para determinar el problema u origen de la fallas en el modulo. revisión de planos	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Reponer la alarma y breaker, revisar el funcionamiento de los equipos. Si el breaker se dispara de nuevo se debe informar al centro de control que este modulo encuentra fuera de servicio. De estar des energizado el tablero, las operaciones de los equipos solo se pueden hacer desde el patio de llaves.

Aplica para las casillas D1-D2-D5 del panel de alarmas.

Tabla 7.14: Falta de tensión DC

FALTA DE TENSIÓN DC	
Descripción: Todas las funciones de control, protección en los equipos de patio son alimentados por fuente DC, esta alimentación va desde el panel board DC hasta cada equipo de bahía.	
Alarma: Cuando el interruptor que protege el tablero, detecta una falla DC.	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Falla en los circuitos de control: • En algunos circuitos de control de los equipos de bahía pueden estar generado problemas de corto circuito. Se debe revisar el funcionamiento de cada equipo para encontrar la falla. • Revisar por medio de los diagramas de conexión, y definir la posición que debe tener cada relé, prioridad es revisar protección de distancia, relés, supervisores de disparo e interruptores.	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Reponer la alarma y breaker, revisar el funcionamiento de los equipos. Si el breaker se dispara de nuevo se debe informar al centro de control que este modulo encuentra fuera de servicio.

Tabla 7.15 : Alarma y disparo por bajo contenido de SF6

ALARMA Y DISPARO POR BAJO CONTENIDO DE SF6	
Descripción: En la parte lateral superior de los interruptores se encuentra el monitor de densidad de SF6. Este posee 3 zonas: zona roja o de bloqueo, amarilla ó de alarma, verde ó rango nominal.	
Alarma: Cuando la aguja indicadora se ubica en la zona amarilla.	Disparo: Si la aguja indicadora del monitor de densidad se encuentra en el límite entre la zona amarilla y roja. Para nuestro caso no se utilizará.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Fugas de SF6: • Fugas de SF6 en las zonas de uniones. • Fisuras en los aisladores ó en las cámaras de extinción de arco. 2. Falla en monitor de densidad: • Es posible que el monitor de densidad se haya descalibrado. Revise la calibración del monitor de densidad mida correctamente,	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Revisar todas las uniones entre bridas y los acoplamientos del sistema de gas SF6 con un detector de fugas. Si ocurren fugas entre las bridas, es posible que sea necesario desarmar el polo del interruptor correspondiente. 3. Si la falla es en el monitor de densidad, cierre las válvulas de salida de SF6 y

ALARMA Y DISPARO POR BAJO CONTENIDO DE SF6	
pero es posible que sus contactos no estén funcionando correctamente.	proceda a reemplazarlo. 4. Para mayor información sobre detección de fugas y llenado de SF6 consulte el documento IB-DT12F1-FILL-SF6-ESP.

Aplica a las casillas E3-E4 del panel de alarmas

Tabla 7.16: Alarma de motor de carga del resorte

ALARMA DE MOTOR DE CARGA DEL RESORTE	
Descripción: El motor de carga del resorte de cierre ubicado en la parte interior del interruptor de potencia se encuentra protegido por relés de sobrecarga. Si el interruptor es operado constantemente puede ocasionar su disparo.	
	Disparo: Cuando el relé de sobrecarga detecte una corriente superior al valor seteado, este abrirá circuito.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Maniobras: Si se opera constantemente el interruptor de potencia, el relé de sobrecarga abrirá circuito y por ende no trabajará el motor de carga del resorte de cierre.	1. Informa el daño y su causa al centro de control.
2. Ausencia de tensión de control: - Es posible que el breaker de alimentación de tensión DC esté abierto. - Es posible que los fusibles de control hayan aperturado.	2. Revisar el cableado de alimentación DC, desde el Panel Board DC hasta las borneras de llegada en los equipos. 3. Si la falla es en los fusibles de control, proceder a reemplazarlos y energizar de inmediato. 4. Si el relé de sobrecarga disparó, darle un tiempo superior a 15 minutos, para volver a cerrarlo.

Aplica a las casillas F1-E5 del panel de alarmas

Tabla 7.17: Falla circuito de disparo circuit switcher

FALLA CIRCUITO DE DISPARO CIRCUIT SWITCHER	
Descripción: Ante ausencia de tensión DC de alimentación del motor de apertura y cierre de los Circuit Switcher, estos no trabajaran tanto para la apertura y el cierre.	
Alarma: Cuando se de mando de disparo a los Circuit Switchers, y habiendo ausencia de tensión DC en la bobina de apertura se dará señal de falla al panel de alarmas.	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:

FALLA CIRCUITO DE DISPARO CIRCUIT SWITCHER	
1. Ausencia de tensión de control: • Es posible que los breakers tanto a la salida del Panel Board DC y control de los equipos hayan disparado por cortocircuito. • Los fusibles de control pueden haber aperturado. • Cableado suelto que no permite la continuidad del suministro.	1. Informa el daño y su causa al centro de control. 2. Revisar el cableado de alimentación DC, desde el Panel Board DC hasta las borneras de llegada en los equipos. 3. Si la falla es en los fusibles de control, proceder a reemplazarlos y energizar de inmediato. 4. Si los breakers actuaron por sobrecorriente, volver a cerrarlos para energización

Aplica a las casillas D3-D4 del panel de alarmas

Tabla 7.18: Falla en canal de comunicaciones

FALLA EN CANAL DE COMUNICACIONES	
Descripción: El canal de comunicaciones es la base para la transmisión de voz, datos y dependiendo del sistema en conflicto: fibra óptica u onda portadora, quedaría inoperante el sistema de teleprotección.	
Alarma: - Indicación luminosa amarilla y roja en los DIP 5000 (analógico y digital).	- Si no hay suministro de tensión DC local, los equipos estarán apagados y no existirá señal de alarma, salvo en los equipos pares del otro extremo, quienes indicarán problemas de enlace.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Ausencia de tensión DC local: • Es posible que los breakers tanto a la salida del Panel Board DC y control de los equipos de telecomunicaciones hayan disparado por cortocircuito y/o sobrecarga. • Cableado suelto que no permite la continuidad del suministro. 2. Daño en sistema onda portadora: • Verificar si la fase que sirve de canal de comunicaciones ha sufrido algún tipo de daño (caída de rayo, caída de línea a tierra, rotura). • Verificar si la tarjeta de la caja de agrupamiento LMU ha sufrido algún desperfecto, producto de una sobretensión que ha dañado sus circuitos.	1. Informa el evento al centro de control. 2. Si los breakers actuaron por sobrecorriente, resetear y volver a cerrarlos para energización. 3. Revisar el cableado de alimentación DC, desde el Panel Board DC hasta las borneras de llegada en los equipos de los gabinetes de telecomunicaciones. Es posible que un cable de control se haya soltado. 4. Si la tarjeta de la caja LMU ha sufrido daños, coordinar con el centro de control para su reemplazo. 5. Si la falla es detectada en la línea de transmisión, organizar plan de acciones y coordinación para reponerla.

FALLA EN CANAL DE COMUNICACIONES	
3. Desconfiguración de software: • Es posible que se haya ingresado a la configuración de los equipos de telecomunicaciones (DIP 5000, Netperformer 9220, Switch Cisco, y se haya desconfigurado los parámetros establecidos en los equipos: rutas, IP's, frecuencia, ancho de banda. 4. Interferencias de ruido: • Es posible que señales de ruido estén ocupando un significativo espacio del ancho de banda del canal de comunicación por enlace de onda portadora. 5. Daño en sistema de fibra óptica: • Cabe la posibilidad que por algún tipo de esfuerzo mecánico se haya quebrado los enlaces de fibra óptica que interconectan las subestaciones y los respectivos relés (SEL 421 y SEL 311L).	6. Si existe señales de interferencia de ruidos (construcción aledaña, trabajos de intenso ruido), retirarlos. 7. Si existe rotura en el cable de fibra óptica, ubicar el tramo y coordinar reemplazo integral.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- En el presente informe se puede constatar los criterios y pautas de las maniobras a realizarse en una subestación típica del Perú, razón de ello se han plasmado en una plantilla las nomenclaturas simples de los equipos de patio y las acciones secuenciales a efectuarse a fin de cumplir el objetivo deseado.
- La organización y las comunicaciones en las distintas compañías, deben amoldarse al sistema descrito en el informe, a fin de que los temas administrados no repercutan en los planes de funcionamiento y mantenimiento de una subestación.
- Un punto que no ha sido incorporado es la participación de un mando remoto, para el caso de la subestación “Push Back”, que es la subestación utilizada como modelo en el desarrollo del informe, no existe el mando remoto a través de un sistema SCADA que pudiera automatizar las maniobras a distancia de los equipos de patio.
- Las pautas en atención a los eventos que repercuten en la confiabilidad del suministro eléctrico pueden variar de acuerdo a las condiciones particulares de una subestación eléctrica.

Recomendaciones

- Todos los incidentes deberán ser registrados en al Bitácora de la subestación. Esta información ayudará a construir una estadística en el futuro y será una herramienta importante en la toma de decisiones.
- Se debe tener en cuenta lo indicado en el manual particular de cada equipo, a fin de definir la frecuencia de mantenimiento y poder extender al máximo la vida útil de la subestación.
- Se recomienda que una misma empresa sea la que efectúe las maniobras tanto en el lado de alta como media tensión, para evitar conflictos en las coordinaciones y programaciones.

ANEXOS

ANEXO A: FOTOS DEL EQUIPAMIENTO DEL PATIO DE LLAVES



Seccionadores de Potencia
"DS - 521 y GS - 502"



Interrupidor de Potencia HCB - 553



Seccionador de Potencia "DS - 524"



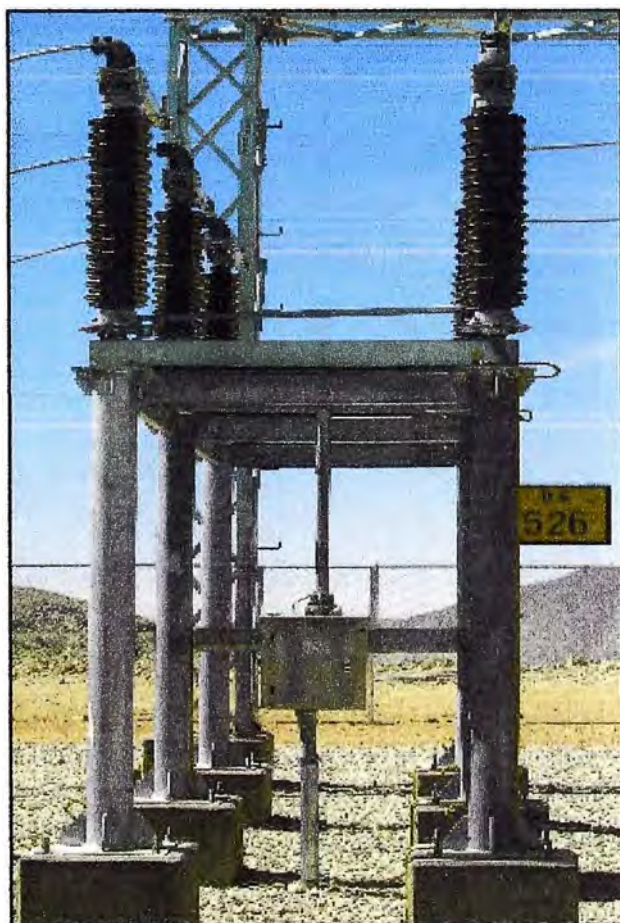
Seccionador de Potencia "DS - 525"



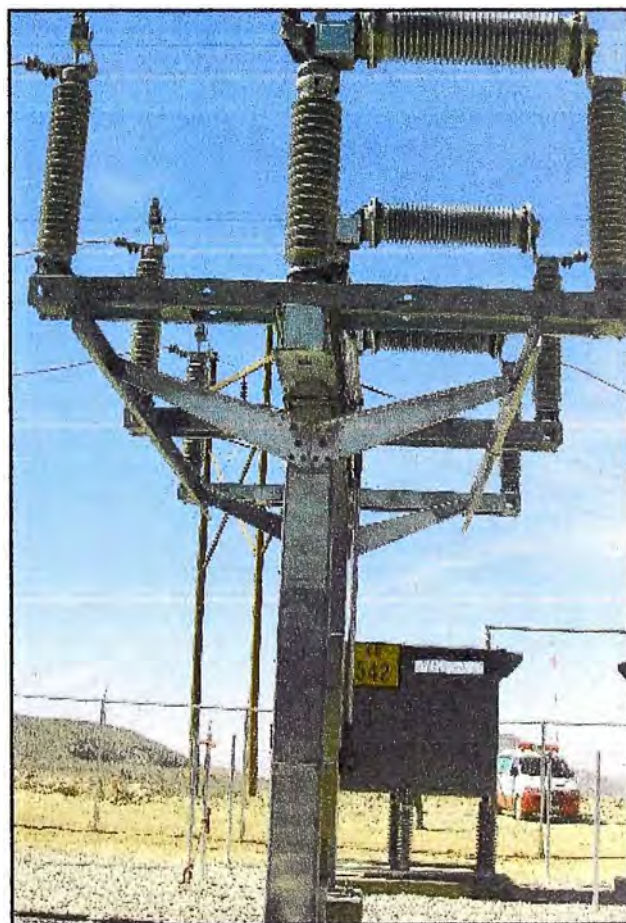
Interrupor de potencia "HCB - 554"



Seccionadores de potencia
"GS - 504 y DS - 527"



Seccionador de potencia "DS - 526"



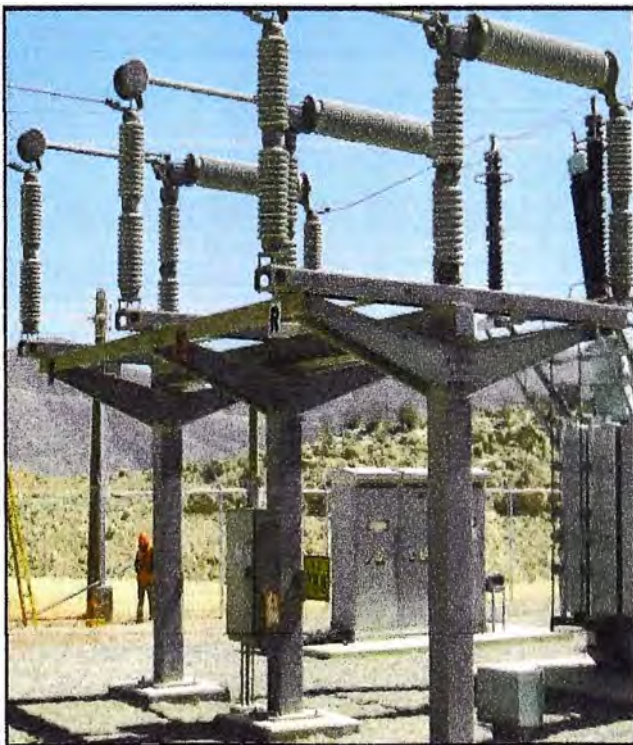
Circuit Switcher "CS-542"



Circuit Switcher "CS- 541"



Seccionador de potencia "DS - 522"



Circuit Switcher "CS- 543"



Interruptor de potencia "HCB - 552"

ANEXO B: FORMATO DE TRABAJOS EN CALIENTE

PERMISOS DE TRABAJOS EN CALIENTE
(SOLDAURA Y OXICORTE)

I. IDENTIFICACION GENERAL

1.1 Fecha de trabajo:				
1.2 Descripción de la tarea:				
1.3 Duración	1.4 Área de trabajo		1.5 Taller	
1.6 Tipo de trabajo	Soldadura		Oxicorte	
1.7 Relación de trabajadores				

II. REQUISITOS

Equipos de Protección Personal / Sist. Protección (B) Bueno (M) Malo						Condiciones de Seguridad (B) Bueno (M) Malo		
	B	M		B	M		B	M
Careta de Soldar			Auto bomba			Señalización del área		
Lentes			Equipo de respirac. Aut.			Cierre y etiquetado		
Guantes			Líneas de vida			Medición de atmósfera		
Mandil			Arnés			Líneas eléctricas		
Casaca			Andamio			Recipientes a presión		
Pantalón			Extintores			Tuberías con fluidos inf./comb		
Escarpines			Extracción de humos			Caídas de chispas		
Respirador			Tomas de agua			Nivel Inferior (protección)		
Otros			Mantas antitérmica			Otros		

Comentarios Adicionales:

.....

.....

III. CONDICIONES DE TRABAJO

(B) Bueno (M) Malo	B	M	(B) Bueno (M) Malo	B	M
Botella de oxigeno y acetileno			Sistema de iluminación		
Cables de maquinas de soldar			Limpieza del área (aceites, grasas, etc.)		
Mangueras de oxicorte			Limpieza y purgas de tuberías		
Cañas de cortar			Ventilación previa		
Manómetros			Esmeriles		
Fugas			Herramientas de mano		
Líneas a tierra			Otros		

IV. APROBACION

Los firmantes han revisado e inspeccionado las condiciones de seguridad en el área de trabajo al momento de iniciar la soldadura y son las óptimas:

SEGURIDAD PROYECTOS	SUPERVISOR A CARGO	SUPERVISOR SEGURIDAD	SUPERVISOR A CARGO
SOUTHERN COPPER	SOUTHERN COPPER	DIMATIC SAC	DIMATIC SAC

SECUENCIA DE MANIOBRAS PARA APERTURA DE SECCIONADORES EN PATIO DE SECCIONADORES S.E. PUSH BACK			24 / SET / 09
MOTIVO	A SOLICITUD DE SPCC: TRABAJOS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACION PUSH BACK		
FECHA Y HORA DE INICIO	24-Setiembre-2009 13:00 Horas	S.E. PUSH BACK, S.E. BOTIFLACA, S.E. MILL SITE (CONFIRMARA SISTEMAS DE POTENCIA SPCC)	
FECHA Y HORA FINAL	24-Setiembre-2009 13:30 Horas	S.E. PUSH BACK, S.E. BOTIFLACA, S.E. MILL SITE	
COORDINADOR MANIOBRAS	Ruben Pachó (celular 053-953526403, RPM*147601)	S.E. PUSH BACK	

PRIMER TIE IN - APERTURA DE SECCIONADORES EN PATIO DE SECCIONADORES S.E. PUSH BACK

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR O COORDINAR	MANIOBRA	CONFIRMAR A	NOTAS
1	13:00	PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC	PRESENCIA DE RESPONSABLES EN CADA AREA	COMUNICA INICIO DE MANIOBRAS	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE Y MINA	MINA CONFIRMARA DESCONEXION DE SUS EQUIPOS DE FUERZA
2		S.E. BOTIFLACA	ENERSUR		VERIFICAR APERTURA Y BLOQUEO SECCIONADOR 814	S.E. PUSH BACK S.E. MILL SITE	-
3		S.E. BOTIFLACA	ENERSUR	-	APERTURA Y BLOQUEO INTERRUPTOR OCB 854	S.E. PUSH BACK S.E. MILL SITE	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
4		S.E. BOTIFLACA	ENERSUR	-	APERTURA Y BLOQUEO SECCIONADOR 828 y 826	S.E. PUSH BACK S.E. MILL SITE	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
5		S.E. MILL SITE	ENERSUR		VERIFICAR APERTURA Y BLOQUEO SECCIONADOR 712	S.E. PUSH BACK S.E. BOTIFLACA	-
6		S.E. MILL SITE	ENERSUR		APERTURA Y BLOQUEO INTERRUPTOR HCB 752	S.E. PUSH BACK S.E. BOTIFLACA	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
7		S.E. MILL SITE	ENERSUR		APERTURA Y BLOQUEO SECCIONADOR 722 y 724	S.E. PUSH BACK S.E. BOTIFLACA	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
8		PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC		REVELADO DE AUSENCIA DE TENSION	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	-
9		PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC		CIERRE DE SECCIONADORES PUESTA A TIERRA 708 y 709	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	-
10		S.E. MILL SITE	ENERSUR		CIERRE DE SECCIONADOR PUESTA A TIERRA 702	S.E. PUSH BACK S.E. BOTIFLACA	-
11		S.E. BOTIFLACA	ENERSUR		CIERRE DE SECCIONADOR PUESTA A TIERRA 804	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	-
12		PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC		APERTURA DE SECCIONADORES 786 y 787	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	
13		PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC		CIERRE DEL SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 708 Y 709	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	-
14		PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC		APERTURA DEL SECCIONADOR 785	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	ESTE SECCIONADOR QUEDARA PERMANENTEMENTE EN POSICION ABIERTO
15		PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC		APERTURA DE SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 708 Y 709	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	-
16		PATIO. S.E. PUSH BACK	SPCC		DESBLOQUEO Y CIERRE DE SECCIONADOR 786	S.E. BOTIFLACA S.E. MILL SITE	-
17		S.E. BOTIFLACA	ENERSUR		DESBLOQUEO Y APERTURA DE SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 804	S.E. PUSH BACK S.E. MILL SITE	-
18		S.E. MILL SITE	ENERSUR		DESBLOQUEO Y APERTURA DE SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 702	S.E. PUSH BACK S.E. BOTIFLACA	-
19		S.E. BOTIFLACA	ENERSUR		DESBLOQUEO Y CIERRE DE SECCIONADORES 828 y 826	S.E. PUSH BACK S.E. MILL SITE	-
20		S.E. BOTIFLACA	ENERSUR		VERIFICACION DE APERTURA Y BLOQUEO DE SECCIONADOR 814 y 804	S.E. PUSH BACK S.E. MILL SITE	-
21	13:30	S.E. BOTIFLACA	ENERSUR		DESBLOQUEO Y CIERRE DE INTERRUPTOR OCB 854	S.E. PUSH BACK S.E. MILL SITE	-

DISTRIBUCION DE PERSONAL :

S.E. MILL SITE
S.E. BOTIFLACAENERSUR -
ENERSUR -Operador de Turno
Operador de TurnoS.E. PUSH BACK
SPCC -

Ruben Pachó

ELABORADO POR	L. GRANDEZ
REVISADO POR	R. PACHO
APROBADO POR	V. JAICO

NOTA : La secuencia de maniobras descrita puede variar por razones de operación.

ANEXO E: A FORMATO DE SEGURIDAD PARA CONTROLAR TRABAJOS

Este Análisis de riesgos Para Trabajos de Desmontaje, Monta de la Onda portadora de la SE Mill Site Botiflaca y Push Back, Instalación de Sistema de Teleprotección
OBRAS DE MONTAJE ELECTROMECÁNICO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LLAVES Y TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ÁREA MINA TOQUEPALA

Seguridad en el Trabajo - Formato AST

No.	Descripción de la tarea	Identificar Peligros que puede fallar	Consecuencias	Valoración de Consecuencias				Controles actuales	Controles adicionales	Riesgo de Ocurrencia
1	Solicitud de ingreso a personal Inducción a personal. Obtención de código 1p. Permisos correspondientes para trabajos	Incumplimiento de los requerimientos del cliente para ingreso al área Incumplimiento a recomendaciones dadas por el cliente	Tiempos muertos Errores en la ejecución de las tareas por falta de conocimiento. Interferencias de las operaciones.	1= menor X	2= Moderado X	3= mayor	4= desastrosos	-Coordinación de inicio de trabajos. - Presentación de trabajos. - Permisos correspondientes, para revisión y aprobación. - Elaboración de procedimiento específicos para los trabajos a realizar en SE Botiflaca, Mill Site, y Push Back. - Elaboración de Análisis de Riesgos de cada trabajo - Generar permisos de áreas restringidas, permisos de trabajos en altura, permisos de trabajos en calientes, permisos de trabajos en espacios confinados. - Coordinación con Supervisión SPCC proyectos para la presentación de los trabajos. - Inducción a personal para el ingreso al área industrial Cuajone y Toquepala.	- Organigrama de personal, para trabajos en SE Push Back, Mill Site, Botiflaca. - Seguimiento para la aprobación de los permisos correspondiente por el cliente SPCC. - Cronograma de actividades. - Inducción a personal. - Examen para código 1p. - Inspección previa a zona de trabajo. - Inspección de equipos y herramientas. - Inspección de aparejos para izaje de carga.	3
2	Inspección de la zona de trabajo, Reconocimiento del área de trabajo, equipos a interferir. Verificación de las distancias de las líneas existentes, ver la tolerancia de seguridad.	Caida a nivel y desnivel. Contactos eléctricos. Electrocución y o quemaduras eléctricas.	Lesiones serias a la persona, Daños personales. Daños a equipos o al sistema	1= menor X	2= Moderado X	3= mayor	4= desastrosos X	Verificar la zona de trabajo, para el control de los riesgos asociados al trabajo, reconocimiento del área de trabajo en coordinación con supervisión Proyectos SPCC - Verificación de las distancias existentes para realizar los trabajos en líneas desenergizadas, determinación de la ubicación de la grúa - Respetar la distancias de seguridad con respecto las líneas energizadas existentes - Preparación del lugar de ingreso de grúa	- Coordinaciones previas con supervisión SPCC Proyectos para el ingreso a la SE Botiflaca, Mill Site y Push Back. - Coordinación para el ingreso de la grúa a la SE Botiflaca 20 de Noviembre 2009, Mill Site 14 de noviembre del 2009 Y Push Back 17 de noviembre 2009de acuerdo al cronograma de Tie in.	4
3	Inspección de equipos y materiales a usa Inspección de la grúa y aparejos	Traumatismo. Caidas Heridas cortantes Contusiones	Lesiones personales, Daño en equipos y herramientas Perdidas en el proceso	1= menor X	2= Moderado X	3= mayor	4= desastrosos	Uso de estrobos y grilletes normados. Inspección de aparejos de izajes de equipos. Grúa operativa - Compra de aparejos para izajes de carga, grilletes, estrobos, eslingas, sogas vientos - Verificación de los puntos donde van ir posicionados para su respectivo levante. (medidas exactas para evitar trabajos a última hora), retrasos en la operación. - Inspecciones planificadas de equipos Grúa y aparejos de la grúa	- Inspección de la fabricación de aparejos por Dimatic, de acuerdo al peso de la carga	4
4	Transporte de equipos. Acarreo de materiales a la zona de trabajo Ubicación de quipos, herramientas y materiales	Interferencias durante el traslado, Caida de materiales, choque, roses por carga ancha y alta. Colisiones de vehiculos	Daños personales, daños a los equipos, interferencias por falta de comunicación.	1= menor X	2= Moderado X	3= mayor	4= desastrosos	Solicitud ingreso por las respectivas garitas. Permisos aprobados para ingreso a áreas restringidas. - Contar con los permisos aprobados - Coordinación con personal para el traslado de los equipos y materiales a la SE Botiflaca, Mill Site, Push Back. - Aseguramiento de la carga para evitar deslizamientos y daños a los equipos a trasladar.	-La grúa será guiada por una camioneta hasta la zona de trabajo. - Se coordinara con Supervisión SPCC Proyectos para el ingreso a las SE de Botiflaca, Mill Site, y Push BACK	3
5	Señalización del área de trabajo, delimitación de áreas por donde va a transitar la grúa y el personal.	Interferencias con la operación. Electrocución Colisiones de vehiculos	Lesiones personales Perdidas en el proceso Incumplimiento de los normas establecidas por le cliente	1= menor X	2= Moderado X	3= mayor	4= desastrosos	Personal entrenado Charla pre operacional, Señalización y aislamiento del área Uso de EPP. - Coordinación con el Supervisión Proyectos SPCC, para solicitud de permiso para ingreso al área. - Charla de 5 minutos, difusión del análisis de riesgos elaborado para cada trabajo. - Elaboración de AST, actividades, riesgos asociados, medidas de control, - Coordinación con personal para iniciar la delimitación del área de la zona de trabajo	- Permisos correspondientes a tiempo para evitar las interferencias. - Señalización adecuada. - Camioneta escolta, portando letrero donde indique 1 unidad, dos banderines color rojo	3

No.	Descripción de la tarea	Identificar Peligros que puede fallar	Consecuencias	Valoración de Consecuencias				Controles actuales	Controles adicionales	Riesgo de Ocurrencia
6	Ubicación de la grúa en la zona de trabajo	Colisiones de vehículo. Interferencia con la operación Atropellamientos Traumatismo Caídas	Lesiones personales Perdidas en el proceso Incumplimiento de las normas establecidas por el cliente	1= menor	2= Moderado	3= mayor	4= desastros	Inspección pre operacional, inspección de equipos Check List, inspección de la zona de ubicación de los equipos. - Verificación de la resistividad adecuada del suelo, para soportar el peso de la grúa y su carga justa. - Nivelación y compactación del suelo. - Usar los tacos o planchas de madera bajo las calzadas para distribuir el peso de la grúa en el área dispuesta para la maniobra. - El área de posicionamiento de la grúa deberá de estar lejos de los cimientos para evitar dañarlos. - Determinación de la ruta a seguir de los equipos para llegar al sitio de trabajo. - Verificar las rutas de los accesos de la grúa y la carga al sitio de la maniobra estén adecuadamente preparadas. - Señalizar adecuadamente la zona de trabajo para evitar el ingreso a personas no autorizadas durante la maniobra.	- Verificación de la carga. - Inspección de aparejos de izaje. - Inspección de equipos. - Señalización del área de trabajo. - Aprobación de los permisos correspondiente por el cliente SPCC. - Cronograma de actividades. - Personal autorizado y capacitado. - Supervisión permanente	3
7	Desmontaje y Montaje de la onda portadora Izaje de trampa de onda. condensador de acoplamiento Colocación caja de agrupamiento.	Caída de objetos o partículas. choque por maniobras bruscas. Traumatismos Golpes Golpes por el contrario objetos Electrocución o quemaduras eléctricas	Lesiones personales. Perdidas en el proceso Daños a los equipos.	1= menor	2= Moderado	3= mayor	4= desastros	Suspensión de toda actividad, participación de personal autorizado. - Los puntos de izaje de la carga y su resistencia. - Uso de balancín para no dañar la carga. - Estrobamiento de carga para el inicio del desmontaje de los equipos mencionados - Uso de vientos para el direccionamiento de la carga - Retiro de aparejos de izaje de carga y retiro de equipos de la zona de trabajo - Coordinación con el rigger y operador de los equipos. - Ubicación de la zona. - Retiro de los vientos para evitar caídas y tropiezos.	- Verificación de la carga. - Inspección de aparejos de izaje. - Inspección de equipos. - Señalización del área de trabajo. - Aprobación de los permisos correspondiente por el cliente SPCC. - Cronograma de actividades. - Personal autorizado y capacitado. - Supervisión permanente	4
8	Adaptación de la estructura existente.	Caída de objetos o partículas. choque por maniobras bruscas. Traumatismos Golpes Golpes por el contrario objetos Electrocución o quemaduras eléctricas.	Lesiones personales, daños al equipo. Perdidas en el proceso	1= menor	2= Moderado	3= mayor	4= desastros	Personal entrenado, inspección pre operacional, uso de EPP - Uso adecuado de los epp para los trabajos de adecuación de la estructura existente. - Uso adecuado de las escaleras para la adecuación de la estructura.	- Señalización del área de trabajo. - Aprobación de los permisos correspondiente por el cliente SPCC. - Cronograma de actividades. - Personal autorizado y capacitado. - Supervisión permanente	3
9	Instalación de sistema de telerpotección	Caída a nivel Traumatismos Golpes Golpes por el contrario objetos Electrocución o quemaduras eléctricas.	Lesiones personales. Perdidas en el proceso Daños a los equipos.	1= menor	2= Moderado	3= mayor	4= desastros	Inspección pre operacional, inspección de equipos Check List, inspección de la zona de ubicación de los equipos. - Coordinación con el Supervisor Proyectos SPCC, para solicitud de permiso para ingreso al área. - Charla de 5 minutos, difusión del análisis de riesgos elaborado para cada trabajo. - Elaboración de AST, actividades, riesgos asociados, medidas de control. - Coordinación con personal para iniciar la delimitación del área de la zona de trabajo	- Señalización del área de trabajo. - Aprobación de los permisos correspondiente por el cliente SPCC. - Cronograma de actividades. - Personal autorizado y capacitado. - Supervisión permanente	3

BIBLIOGRAFIA

1. Martín. J.R, "Diseño de Subestaciones Eléctricas", MCGRAW HILL, México, 1999.
2. Gilberto Enríquez Harper, "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas", , LIMUSA, México 2002.
3. Gilberto Enríquez Harper, "Manual técnico en mantenimiento eléctrico", LIMUSA , México 2001.
4. 'Duncan Glover, "Sistemas de Potencia-Análisis y Diseño", THOMSON, México 2003.