



INFORME DESCRIPTIVO DEL PROYECTO

Mejoras en S/E ENAP N°1

25/28,75 MVA

(Conexión en torre TAP-OFF N°9 en 66 kV)

Versión	Fecha	Elaboró	Revisó	Aprobó	Comentarios
1	21-01-2025	ABC	MLA	GCR	Emitido para aprobación
2	13-08-2025	ABC	MLA	CGR	Emitido para aprobación

CONTENIDOS

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....	2
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA PRIMARIO.....	5
3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE EQUIPOS SECUNDARIOS	8
4. SISTEMA DE COMUNICACIONES Y DATOS.....	11

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. PLANO PLANTA PROYECTO.	2
ILUSTRACIÓN 2: DUS ACTUAL DE LA ZONA DE INFLUENCIA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN	3
ILUSTRACIÓN 3. DUS ACTUAL DE LA ZONA DE INFLUENCIA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN.	5
ILUSTRACIÓN 4. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO.	6
ILUSTRACIÓN 5. UBICACIÓN GEOGRÁFICA AMPLIADA DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO.	7

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN.	4
TABLA 2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PUNTO DE CONEXIÓN.	4
TABLA 3. EQUIPOS PRIMARIOS EN EL PUNTO DE CONEXIÓN.	5

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

DEC: Declaración en construcción.

PES: Puesta en Servicio.

DUS: Diagrama Unilineal Simplificado.

S/E: Subestación eléctrica.

GIS: Gas Insulated Substation.

AIS: Air Insulated Substation.

ONAN: Oil Natural Air Natural.

ONAF: Oil Natural Air Forced.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El proyecto tiene como objetivo modernizar la Subestación ENAP N°1, actualmente del tipo AIS (*Air Insulated Substation*), mediante su reemplazo por una nueva subestación tipo GIS (*Gas Insulated Substation*) de 66 kV. Esta actualización contempla la instalación de dos transformadores 66/4,16 kV con una capacidad de 25/28,75 MVA (ONAN/ONAF), junto con un seccionador de barra, adoptando una configuración de barra simple seccionada.

La implementación de esta nueva configuración permitirá mejorar significativamente la confiabilidad operativa del sistema eléctrico de Refinería Biobío (en adelante, *ERBB*), al facilitar las labores de mantenimiento y optimizar la gestión de carga. En conjunto, estos cambios contribuirán a una operación más eficiente, con menor intervención en la infraestructura durante mantenimientos, y a un incremento en la capacidad de manejo de carga de la subestación.

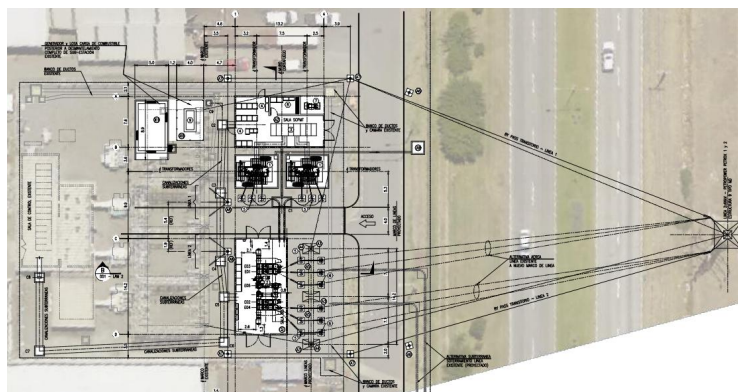


Ilustración 1. Plano planta proyecto.

Cabe señalar que esta subestación forma parte de una instalación dedicada exclusivamente al funcionamiento de Refinería Biobío. El complejo industrial se encuentra conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de la Subestación Hualpén, propiedad de Transelec, específicamente en el paño A3.

El proyecto no contempla la incorporación ni habilitación de nuevos puntos de retiro desde el sistema dedicado, ni se prevé un aumento significativo en el consumo eléctrico en el corto plazo. La iniciativa se enmarca en un proceso de modernización orientado a fortalecer la infraestructura eléctrica existente, con el objetivo de garantizar una mayor confiabilidad operativa y capacidad de respuesta ante incrementos de demanda proyectados a largo plazo.

1.1. Punto de Conexión

La subestación ENAP N°1 recibe energía desde la subestación Petropower (ambas de propiedad de ENAP Refinerías S.A.) a través de las líneas de transmisión 2x66 kV que conectan las subestaciones Petropower – ENAP N°1 y ENAP N°2, propiedad de Transelec. En este sentido, el punto de conexión de la subestación Petropower al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra en el paño A3 de la subestación Hualpén, que es de propiedad de Transelec. La subestación ENAP N°1 se encuentra a una distancia de 1,3 km de la subestación Petropower, con una conexión en 66 kV.

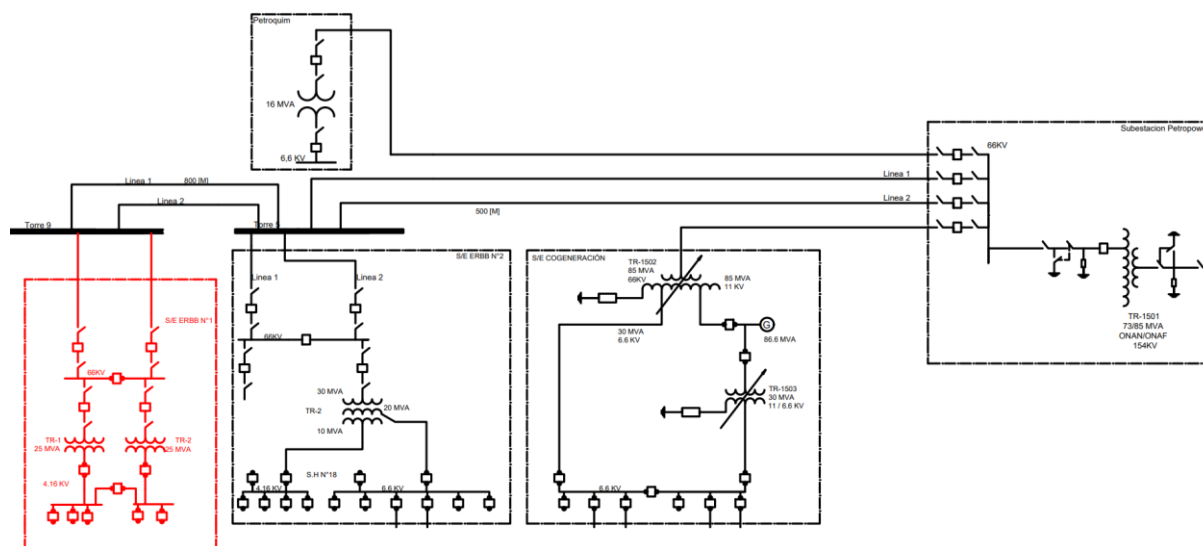


Ilustración 2: DUS actual de la zona de influencia en el punto de conexión

1.2. Características generales del proyecto

Las características generales del proyecto se presentan a continuación.

Tabla 1. Descripción general de la solicitud de conexión.

Tipo de Proyecto	<i>Transmisión</i>
Tecnología	<i>GIS</i>
Potencia	<i>25/28,75 [MVA ONAN/ONAF]</i>
Ubicación geográfica del proyecto: Comuna y región	<i>Hualpén, Bío-Bío</i>
Metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.).	<i>10 m.s.n.m</i>
Fecha de DEC estimada	<i>30.05.2025</i>
Fecha de PES estimada	<i>01.09.2027</i>

1.3. Ubicación Geográfica

La ubicación geográfica del proyecto se indica en la siguiente tabla.

Tabla 2. Ubicación geográfica del punto de conexión.

Ubicación Geográfica	Coordenadas UTM	
	Coordenada Este	Coordenada Norte
Zona de emplazamiento del proyecto	668.045,603	5.928.051,249
Punto de conexión	668.107,724	5.928.032,157

A continuación, en la ilustración 3 se presenta el Diagrama Unilineal Simplificado (DUS) de la conexión del proyecto. El diagrama considera las instalaciones futuras para cuando el proyecto realice su puesta en servicio (PES).

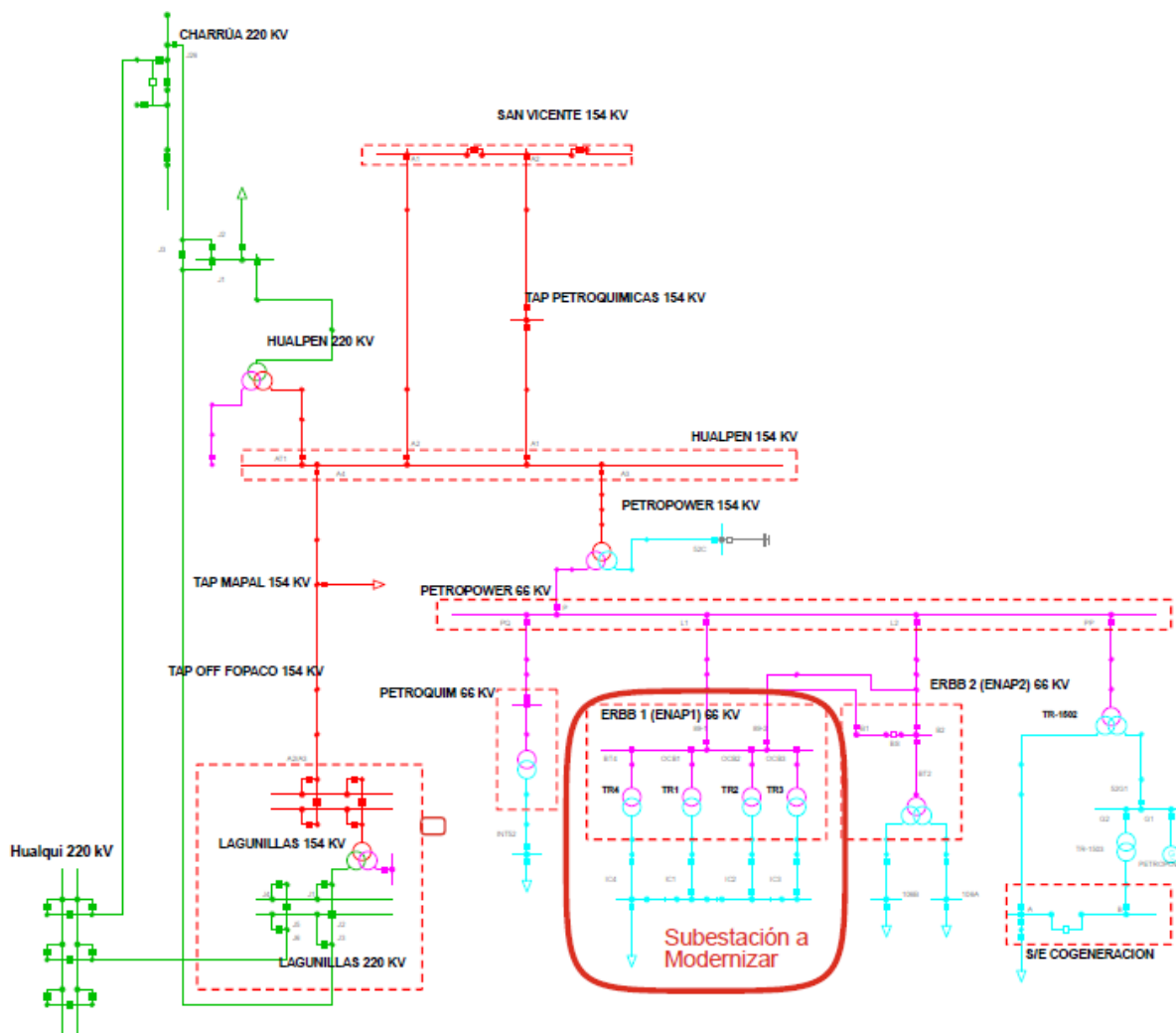


Ilustración 3. DUS actual de la zona de influencia en el punto de conexión.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA PRIMARIO

El equipamiento primario del proyecto se indica en la siguiente tabla.

Tabla 3. Equipos primarios en el punto de conexión.

Equipos	Nuevo/existente	Características nominales	Cantidad
INTERRUPTOR GIS	Nuevo	$V_n = 66 \text{ (kV)}$; $f = 50 \text{ (Hz)}$; $I_n = 300 \text{ (A)}$; $I_{cc} = 40 \text{ (kA)}$	5
SECCIONADORES GIS	Nuevo	$V_n = 66 \text{ (kV)}$; $f = 50 \text{ (Hz)}$; $I_n = 300 \text{ (A)}$; $I_{cc} = 40 \text{ (kA)}$	10
SECCIONADORES A TIERRA GIS	Nuevo	$V_n = 66 \text{ (kV)}$; $f = 50 \text{ (Hz)}$; $I_{cc} = 40 \text{ (kA)}$	4
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE GIS	Nuevo	$V_n = 66 \text{ (KV)}$; $f = 50 \text{ (Hz)}$; $I_n = 300/5 \text{ (A)}$	6

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL GIS	Nuevo	$V_{n1} = 66/\sqrt{3} \text{ (kV)}; V_{n2} = 0,115/\sqrt{3} \text{ (kV)}$	4
BARRAS GIS	Nuevo	$V_n = 66 \text{ kV}; I_n = 1250 \text{ (A)}; I_{cc} = 40 \text{ (kA)}$	3
TRANSFORMADOR DE PODER	Nuevo	$V_n = 66/4,16 \text{ (kV)}; f = 50 \text{ (Hz)}; S = 25/28,75 \text{ (MVA ONAN/ONAF)}; Z = 8\%$	2
INTERRUPTOR 1	Nuevo	$V_n = 4,16 \text{ kV}; I_n = 4000 \text{ (A)}; I_{cc} = 63 \text{ (kA)}$	3
INTERRUPTOR 2	Nuevo	$V_n = 4,16 \text{ kV}; I_n = 2000 \text{ (A)}; I_{cc} = 63 \text{ (kA)}$	5
TC1 4,16 kV	Nuevo	$V_n = 4,16 \text{ kV}; I_n = 4000/5 \text{ (A)}; I_{cc} = 63 \text{ (KA)}$	3
TC2 4,16 kV	Nuevo	$V_n = 4,16 \text{ kV}; I_n = 2000/5 \text{ (A)}; I_{cc} = 63 \text{ (KA)}$	5
TC neutro 4,16 kV	Nuevo	$V_n = 4,16 \text{ kV}; I_n = 400/5 \text{ (A)}$	2
TP 4,16 4kV	Nuevo	$V_{n1} = 4,16/\sqrt{3} \text{ (kV)}; V_{n2} = 0,115/\sqrt{3} \text{ (kV)}$	2
TP neutro 4,16	Nuevo	$V_{n1} = 4,16 \text{ (kV)}; V_{n2} = 0,115 \text{ (kV)}$	2

Por otro lado, las ilustraciones 4 y 5 muestra la ubicación geográfica del proyecto a través de un plano de disposición física.

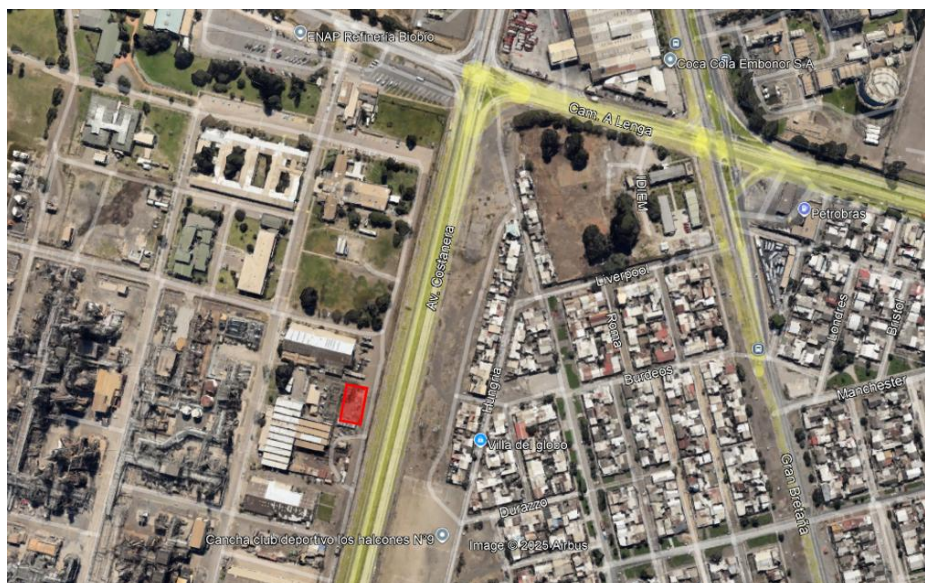


Ilustración 4. Ubicación geográfica de las instalaciones del proyecto.



7

3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE EQUIPOS SECUNDARIOS

En esta sección se realiza una descripción conceptual de los equipos secundarios que incluye el proyecto.

3.1. Sistemas de protección

Las instalaciones serán nuevas, la cuales reemplazarán el sistema de protecciones existente y deberán contar con los siguientes elementos de control y protecciones, sin perjuicio de las excepciones que se detallan más adelante.

- a) Barra.
 - i. Protecciones diferenciales de barra por sección o barra.
- b) Paño de Línea.
 - i. Controlador de paño.
 - ii. Relé de distancia o deferencial de línea.
 - iii. Relé de falla de interruptor.
- c) Paño de transformador o autotransformador.
 - i. Controlador de paño.
 - ii. Relé diferencial de transformador.
 - iii. Relé de sobre corriente.
 - iv. Relé de falla de interruptor.
 - v. Relé de falla a tierra.

Cada circuito de 66 kV contara con un doble esquema de sistema de protección. Se implementa dos esquemas de protección independientes para una misma función de protección. Estos esquemas funcionan de manera paralela y se activan en caso de una falla o evento anormal. Cada esquema de protección tiene su propio conjunto de relés, sensores y lógica de disparo.

A) Sistema de protecciones en Líneas

Se consideran dos sistemas de protecciones redundantes e independientes.

- Sistema 1: Relé multifuncional con funciones (50/51, 27/59, 25, 87 y 50BF). Además, este sistema realizará la función de controlador de paño principal.
- Sistema 2: Relé multifuncional con funciones (50/51, 27/59, 25, 87 y 50BF). Además, este sistema realizará la función de controlador de paño de respaldo.

B) Sistema de protecciones de barra

La barra del sistema de 66 kV contara con un doble esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra.

C) Sistemas de protecciones en transformadores de poder

Los transformadores de poder, cada uno tendrá un simple esquema de protección diferencial el cual contará con el controlador principal, además de un esquema de protección con características de operación complementarias el cual contará con el controlador de respaldo.

Las protecciones internas del transformador de poder deben actuar sobre un relé auxiliar de disparo y bloqueo (86T), el cual deberá dar orden de apertura a ambos interruptores del transformador. Este relé auxiliar deberá tener reposición manual o eléctrica.

D) Transformadores de corriente

Los transformadores de corrientes se ubican hacia el lado donde se conecta la nueva subestación, por lo tanto el interruptor de la barra se conecta entre la barra y el TC.

E) Esquema de falla de interruptor 50 BF

Se considera que en este sistema la función 50BF reside en un relé independiente por cada interruptor. Todas las protecciones o teleprotecciones que den orden de desenganche a un interruptor dado deben dar orden de arranque al relé 50BF correspondiente a dicho interruptor.

Se debe considerar un relé biestable de bloqueo (86BF) por cada interruptor de poder. Dicho relé biestable debe considerar reset local y remoto.

El diseño del esquema de falla de interruptor (50BF), debe contemplar una combinación lógica por detección de corriente y de contactos auxiliares.

Ajustes independientes de tiempo para Etapa 1 (retrip) y Etapa 2 (trip) hacia interruptores adyacentes.

La función 50BF debe operar en Etapa 1 (Tiempo 1) dando orden de insistencia (Retrip) sobre la bobina N°1 y N°2 del interruptor propio.

La función 50BF debe operar en Etapa 2 (Tiempo 2) dando orden de desenganche por falla 50BF a todos los interruptores adyacentes.

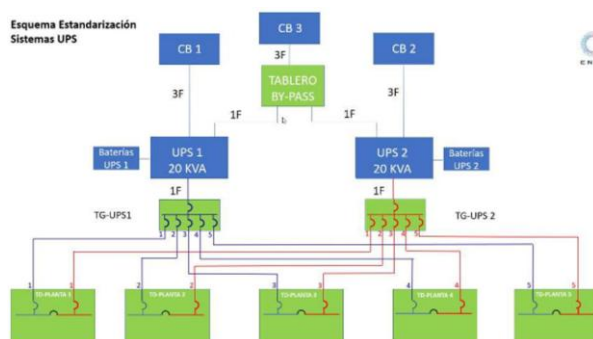
Se debe considerar el uso de blocks de pruebas para señales de corrientes, potenciales y ordenes de apertura. Además, deben tener la posibilidad de reportar por medio de un contacto seco cuando esté en modo de prueba.

3.2. Servicios Auxiliares

Los criterios mínimos aplicables a los servicios auxiliares de corriente alternan y de corriente continua serán los siguientes:

- a) Los SSAA deberán tener bancos de baterías, de manera de respaldar su abastecimiento. Por otra parte, las casetas de protecciones locales por diagonal, por par de diagonales, por paño o por par de paños, tendrán baterías destinadas especialmente para el abastecimiento si la carga y distancia entre estas casetas y la sala donde se encuentran las baterías de respaldo de los SSAA lo hace necesario.
- b) La alimentación de los SSAA deberá tener capacidad para alimentar, al menos, todos los consumos de los patios y sus instalaciones anexas.
- c) La alimentación de los SSAA en corriente alterna deberá contar con, al menos, dos fuentes de alimentación independientes con transferencia automática entre ellas, debiendo ser una

- de ellas un generador de respaldo local, y la otra, un Transformador trifásicos o de potencial de uso exclusivo para estos efectos conectado sala barra del patio correspondiente.
- d) La barra del tablero general de corriente alterna debe estar seccionada en dos o más secciones, de manera tal que ante la desconexión de una barra de alta tensión de la subestación no se afecten la totalidad de los servicios auxiliares. Los consumos deberán estar adecuadamente distribuidos en las referidas secciones.
 - e) La barra de corriente alterna de los SSAA podrá tener una sección para servicios no esenciales que se desconecte al ser abastecida por el generador local. Se entenderá como un servicio no esencial todos aquellos consumos que no sean necesarios para mantener en funcionamiento la subestación, como, por ejemplo, alumbrado prescindible, calefactores prescindibles y equipos de aire acondicionado de las salas eléctricas.
 - f) Cada sistema de SSAA debe incluir dos bancos de baterías, con una capacidad de diseño que permita abastecer por un periodo de, al menos, 8 horas de operación la totalidad de la carga en corriente continua prevista. Es fundamental que tanto los bancos de baterías como los sistemas UPS cumplan con la estandarización ENAP para garantizar la interoperabilidad y la compatibilidad con otros equipos y sistemas, así como para asegurar la calidad y fiabilidad del suministro de energía en el sistema de alimentación auxiliar. El diseño del sistema nuevo, se basa en el estándar desarrollado por ERBB para todos sus sistemas UPS al interior de la refinería. El estándar resumido se muestra a continuación:



Este esquema cuenta con las siguientes definiciones:

- 1.- Las potencias de los sistemas UPS están estandarizados en 10,20 y 40 kVA. Caso excepcional podría ser 60 kVA.
 - 2.- Los tableros TG-UPSX, deben disponer de al menos 5 interruptores.
 - 3.- Los tableros deben tener una capacidad de al menos 50% spare.
- g) Cada banco de baterías deberá conectarse a una sección de barra del tablero general de corriente continua, mediante un cargador. Aquellos consumos que tengan fuentes de alimentación duplicadas en corriente continua, deberán conectarse a ambas secciones. Entre los referidos consumos se encuentran GPS, equipos de medidas, equipos de protección, entre otros.
 - h) En caso de haber tableros de distribución, estos también deberán tener barra seccionada, de manera de mantener la separación entre las dos baterías.
 - i) Los sistemas de SSAA deberán contar con equipos de medida digital es en sus tableros generales asociados a cada sección de barras, donde se observe el consumo real de los servicios

3.3. Sistemas de control

Se construirá una nueva sala para la implementación del nuevo sistema de control.

El sistema de control local deberá estar basado en controladores de paño digitales y/o protecciones numéricas. Estos equipos deberán contar con display incorporado que permita realizar la supervisión y el control local del paño. Con capacidades de medida instantáneas, sincronización (con y sin deslizamiento), lógicas de enclavamiento y alarmas.

Se deberán considerar bloques de pruebas, relés auxiliares, accesorios de red, cabeceras ópticas y todo lo necesario para integrar el sistema de control al SCADA existente en el sistema.

Se considera el uso de cableados de Fibra Óptica entre los Armarios del Sistema de Control y Protecciones. Será obligatorio utilizar distribuidores ópticos (Patch-panels), con pigtails flexibles de Fibra Óptica para conectar las fibras Ópticas a los equipos. Las cabeceras ópticas deberán montarse en las partes fijas de los Armarios de Control.

Para dar cumplimiento al artículo 11 del Anexo de la NT: “Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión”, relativo a que cada paño deberá disponer de controladores digitales redundantes, se considera la siguiente implementación:

- Doble sistema de protección (Sistema 1 y Sistema 2), donde cada sistema cuente con un controlador local. Sistema 1 contara con el controlador principal y el sistema 2 contara con el controlador de respaldo. En caso que se cuente con un solo sistema de protección, se instalará un controlador independiente que funcionara como controlador principal.
- Dichos equipos de control cumplirán las siguientes funciones:
 - Monitorear el estado del interruptor y emitir las señales de estado y alarma correspondiente.
 - Recibir las señales de cierre y apertura manuales o del control centralizado, y operar estas órdenes hacia el interruptor.
 - Mostrar gráficamente el estado del paño en cuanto al interruptor, desconectores y valores de tensión, corriente y potencia.
 - Elementos de operación para el cierre y apertura manual del interruptor y de desconectores motorizados, si corresponde, y un selector “Local-Remoto” para bloquear o habilitar, respectivamente, la operación desde el control centralizado de la subestación.

4. SISTEMA DE COMUNICACIONES Y DATOS

Para cumplir con los requerimientos de comunicaciones de este proyecto se contempla lo siguiente:

- Tramo de fibra óptica multimodo entre la S/E ERBB-1 y ERBB-2
- Sistema de vigilancia en la S/E ERBB-1. Se suministrarán e instalarán equipos de vigilancia una vez que sea aprobado por ENAP el diseño propuesto por el Contratista. Se deberán instalar equipos con tecnologías de acuerdo al estándar de ENAP. Entre los equipos a suministrar estarán: cámaras de video con comandos PTZ, sensores perimetrales,

iluminación, bocinas y balizas, a fin de detectar intrusión en el área de la S/E ERBB-1. Las señales de este sistema deberán enviarse hasta el armario de vigilancia del comando centralizado de ENAP.

- Se deberán habilitar canales en el sistema de comunicaciones respaldado entre las SS/EE ERBB-1 y ERBB-2, para el transporte de los datos SCADA.