

# **CRITERIOS DE DISEÑO EN SUBESTACIONES DE GRUPO SAESA**

**Rev: Noviembre 2014**

**GERENCIA TÉCNICA  
SUBGERENCIA DE PLANIFICACION E INGENIERIA DE LA RED**

**INDICE**

<b>1. OBJETIVO.....</b>	<b>5</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>3. ANTECEDENTES GENERALES.....</b>	<b>6</b>
<b>4. DISEÑO SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN .....</b>	<b>8</b>
4.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL .....	8
4.2.- ESQUEMA UNILINEAL DE LA S/E 220/110 kV; 400 MVA (REFERENCIAL) .....	9
4.3.- DISPOSICIÓN GENERAL DE UNA S/E DE 400 MVA (REFERENCIAL) .....	10
4.4.- INSTALACIONES MÁS IMPORTANTES DE LA SUBESTACIÓN DE 400 MVA .....	12
4.4.1 <i>Patio 220 kV</i> .....	12
4.4.2 <i>Patio de Autotransformadores</i> .....	13
4.4.3 <i>Patio 110 kV</i> .....	15
4.4.4 <i>Otras instalaciones relevantes de la subestación</i> .....	16
4.5.- ESQUEMA UNILINEAL DE LA S/E 220/110 kV; 800 MVA (REFERENCIAL) .....	17
4.6.- DISPOSICIÓN GENERAL DE UNA S/E DE 800 MVA (REFERENCIAL) .....	18
4.7.- INSTALACIONES MÁS IMPORTANTES DE LA SUBESTACIÓN DE 800 MVA .....	21
4.7.1 <i>Patio 220 kV</i> .....	21
4.7.2 <i>Patio de Autotransformadores</i> .....	21
4.7.3 <i>Patio 110 kV</i> .....	21
4.7.4 <i>Otras instalaciones relevantes de la subestación</i> .....	21
<b>5. DISEÑO SUBESTACIONES DE BAJADA .....</b>	<b>23</b>
5.1.- DESCRIPCIÓN .....	23
5.2.- ESQUEMA ELÉCTRICO DE ALTA TENSIÓN (110 ó 220 kV) .....	24
5.2.1 <i>Diagrama unilineal</i> .....	24
5.2.2 <i>Características del esquema de AT</i> .....	24
5.3.- TRANSFORMADORES DE PODER .....	26
5.4.- ESQUEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN (12 ó 23 kV) .....	27
5.4.1 <i>Dimensionamiento de barras de media tensión</i> .....	27
5.4.2 <i>Esquema de MT en patio abierto</i> .....	27
5.4.3 <i>Esquema de MT con celdas</i> .....	30
5.4.4 <i>Esquema de MT mixto</i> .....	32
5.5.- OTRAS INSTALACIONES RELEVANTES DE LA SUBESTACIÓN .....	33
5.6.- DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN PLANTA.....	34
5.7.- ETAPAS DE CRECIMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN DE BAJADA .....	37
5.8.- SUBESTACIONES CON 2 NIVELES DE TENSIÓN MT (12 Y 23 kV) .....	38
<b>6. SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDAS.....</b>	<b>39</b>
6.1.- SUBSISTEMA DE CONTROL .....	39
6.2.- SUBSISTEMA DE PROTECCIONES.....	40
6.3.- SISTEMA DE MEDIDAS .....	41
6.4.- SISTEMA DE MONITOREO .....	42
6.5.- SINCRONIZACIÓN HORARIA.....	42
6.6.- ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA PARTICULARES .....	43
6.6.1 <i>Sistema de Desconexión Automática de Carga (SDAC)</i> .....	43
6.6.2 <i>Esquema Automático de desconexión de línea 110 kV por falla en banco autotransformadores.</i> .....	43
6.6.3 <i>Esquema Automático de desconexión de línea 110 kV por sobrecarga en banco autotransformadores</i> 43	
6.6.4 <i>Esquema de Desprendimiento Automático de Carga por contingencia específica (EDACxCE)</i> .....	43
6.7.- SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN.....	43

6.7.1	Subsistema de control.....	44
6.7.2	Subsistemas de protección .....	46
6.7.3	Subsistema de medidas.....	48
6.8.-	SUBESTACIONES DE BAJADA .....	50
6.8.1	Subsistema de control.....	50
6.8.2	Subsistema de protección.....	52
6.8.3	Subsistema de medidas.....	55
<b>7.</b>	<b>SISTEMAS DE COMUNICACIONES .....</b>	<b>56</b>
7.1.-	COMUNICACIONES EXTERNAS .....	56
7.2.-	COMUNICACIONES INTERNAS.....	57
7.2.1	Comunicaciones para requerimientos operacionales.....	57
7.2.2	Comunicaciones para otros servicios.....	60
<b>8.</b>	<b>SERVICIOS AUXILIARES .....</b>	<b>61</b>
8.1.-	DESCRIPCIÓN GENERAL .....	61
8.2.-	SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE ALTERNA .....	61
8.2.1	Subestaciones de interconexión.....	61
8.2.2	Subestaciones de bajada .....	62
8.3.-	CENTROS DE CARGA .....	63
8.4.-	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA DE 125 VCC.....	64
8.4.1	Subestaciones de interconexión.....	65
8.4.2	Subestaciones de bajada .....	66
8.5.-	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA 48 VCC.....	66
<b>9.</b>	<b>ALUMBRADO DE SUBESTACIONES.....</b>	<b>68</b>
9.1.-	ALUMBRADO DE PATIO .....	68
9.2.-	ALUMBRADO INTERIOR .....	69
<b>10.</b>	<b>BANCOS DE CONDENSADORES.....</b>	<b>70</b>
10.1.-	BANCOS DE CONDENSADORES AT.....	70
10.2.-	BANCOS DE CONDENSADORES MT.....	71
<b>11.</b>	<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>73</b>
11.1.-	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	73
11.2.-	DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	73
11.3.-	CRITERIOS PARTICULARES DE DISEÑO DEL SISTEMA PUESTA A TIERRA .....	74
11.4.-	CRITERIOS DE SEGURIDAD EN EL DISEÑO DE LA MALLA DE TIERRA .....	75
<b>12.</b>	<b>OBRAS CIVILES .....</b>	<b>77</b>
12.1.-	DISEÑO SISMO-RESISTENTE.....	77
12.2.-	FUNDACIONES Y MUROS CORTAFUEGO .....	77
12.3.-	ESTRUCTURAS.....	77
12.4.-	OBRAS CIVILES PARA CANALIZACIONES .....	77
12.5.-	EDIFICACIONES.....	81
12.6.-	SALAS TRANSPORTABLES PARA CELDAS MT .....	82
12.7.-	CAMINOS Y CIERROS.....	82
12.8.-	SISTEMA COLECTOR DE ACEITE.....	83
12.9.-	FRANJA ARBORIZADA.....	83
12.10.-	PANTALLAS ACÚSTICAS .....	84
<b>13.</b>	<b>SEGURIDAD DE LAS SUBESTACIONES.....</b>	<b>85</b>
13.1.-	SEGURIDAD CONTRA INCENDIO.....	85

13.1.1	<i>Incendio de transformadores de poder.....</i>	<i>85</i>
13.1.2	<i>Otras medidas de seguridad contra incendio .....</i>	<i>87</i>
13.2.-	OTRAS MEDIDAS DE SEGURIDAD .....	87
<b>14.</b>	<b>REQUISITOS REGLAMENTARIOS .....</b>	<b>89</b>
14.1.-	REQUISITOS MEDIOAMBIENTALES.....	89
14.2.-	NORMATIVA .....	90
<b>15.</b>	<b>ASPECTOS ECOSUBESTACIÓN.....</b>	<b>92</b>
15.1.-	SUSTENTABILIDAD APLICADA A SUBESTACIONES.....	93
15.2.-	PANELES FOTOVOLTAICOS.....	93
15.2.1	<i>Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico. ....</i>	<i>93</i>
15.2.2	<i>Paneles Fotovoltaicos .....</i>	<i>93</i>
15.2.3	<i>Inversor.....</i>	<i>93</i>
15.2.4	<i>Conexión a los servicios auxiliares .....</i>	<i>93</i>
15.3.-	EFICIENCIA ENERGÉTICA .....	94
15.3.1	<i>Aislación térmica en salas de control .....</i>	<i>94</i>
15.3.2	<i>Alumbrado eficiente .....</i>	<i>94</i>
15.3.3	<i>Control de pérdidas.....</i>	<i>94</i>
15.3.4	<i>Medidores con registro.....</i>	<i>95</i>



## 1. OBJETIVO

Proporcionar una visión sobre los principales criterios utilizados por el Grupo Saesa para el diseño, tanto de subestaciones nuevas, como de ampliaciones de subestaciones existentes, de modo de determinar las principales directrices que deben seguir los proyectos de ingeniería en subestaciones.

## 2. INTRODUCCIÓN

El presente informe establece los principales criterios de diseño en subestaciones de poder, describiendo los aspectos más relevantes que las caracterizan, y que determinan cómo se desarrollan los proyectos en subestaciones.

Es importante destacar que esta definición de criterios se efectúa tomando en cuenta los estándares actuales en base a los cuales se realizan los proyectos de ingeniería, que no corresponden necesariamente a los criterios históricos con que se construyeron y desarrollaron las distintas subestaciones.

Dentro del alcance de este informe se consideran los criterios de diseño de las subestaciones de interconexión y de bajada, no así de otras configuraciones particulares.

La descripción se basa en las principales características que presentan las subestaciones desde los puntos de vista de las distintas especialidades de la ingeniería que componen un proyecto de subestaciones: eléctrico de potencia, protección y control y obras civiles.

En el informe se describen los criterios aplicables a los principales componentes de las instalaciones de las subestaciones de interconexión y de las subestaciones de bajada. Además se dan lineamientos respecto a los sistemas de control, protección y medida; sistemas de comunicaciones; servicios auxiliares; esquemas de alumbrado; bancos de condensadores y sistemas de puesta a tierra. Finalmente se describen los estándares respecto a construcciones y edificaciones, y a las canalizaciones.

### 3. ANTECEDENTES GENERALES

El Sistema Eléctrico de Grupo Saesa está compuesto actualmente por 55 subestaciones más algunas instalaciones en subestaciones de terceros. En general, estas subestaciones se pueden clasificar en:

#### ***Subestaciones de Interconexión***

Corresponden a subestaciones AT/AT cuya principal característica es que son los puntos de retiro de energía desde el SIC y de inyección al Sistema Eléctrico de Grupo Saesa

Estas subestaciones, además de tener las instalaciones de transformación, disponen de patios y equipos de maniobra que permiten la entrada y salida de líneas AT.

Actualmente Grupo Saesa tiene 5 de estas subestaciones cuyo nivel de tensión es de 220/110 kV: Buin, Los Almendros, Cerro Navia, Chena y El Salto.

#### ***Subestaciones de Bajada***

Corresponden a subestaciones AT/MT cuya principal función es disminuir la tensión de la energía eléctrica desde niveles de subtransmisión a niveles de distribución.

La gran mayoría de estas subestaciones está alimentada desde el sistema de 110 kV de Grupo Saesa (anillo). No obstante, también existen casos de subestaciones alimentadas en 220 ó 44 kV, principalmente fuera del área urbana de Santiago.

Respecto a la media tensión, la mayor parte de las subestaciones abastece redes de distribución en 12 kV y un número mucho menor abastece las redes de 23 kV. No obstante, el crecimiento de la red de 23 kV de los últimos años y los planes de cambio de nivel de tensión, ha implicado un aumento en la proporción de subestaciones en 23 kV o que tienen ambos niveles de tensión en MT.

Actualmente Grupo Saesa tiene 46 subestaciones de bajada, en su mayoría 110/12 y 110/23 kV, pero también de otros niveles como: 220/23, 44/12 y 44/23 kV.

#### ***Otras Subestaciones***

En forma adicional en el Sistema Eléctrico de Grupo Saesa existen otros tipos de subestaciones como:

- Subestaciones de enlace: Poseen equipos de maniobra para la entrada y salida de líneas AT, pero no disponen de transformación propia AT/AT.
- Subestación 110/44 kV Lo Prado: Caso único que abastece una línea radial en 44 kV.

Existen algunas particularidades dentro de esta clasificación debido a que algunas subestaciones tienen configuraciones muy especiales. Este es el caso, por ejemplo, de las SS/EE Ochagavía y San Cristóbal (de enlace y de bajada) y de la S/E Lo Prado (de bajada 110/44 kV y 44/12 kV).

#### ***Clasificación de las SS/EE según riesgo operativo y/o patrimonial***

Dentro del conjunto de SS/EE de Grupo Saesa, es conveniente destacar a aquellas que tienen especial importancia, ya sea desde el punto de vista operativo como también patrimonial. Podrían denominarse “SS/EE relevantes”.

Dentro de esta clasificación deberían incluirse:

1. Las SS/EE de interconexión
2. Las SS/EE de Enlace
3. Las SS/EE de bajada con potencia de transformación igual o mayor que 150 MVA (sin contar transformadores de respaldo)
4. Las SS/EE que abastecen a clientes sensibles, tal como S/E Lord Cochrane.

## 4. DISEÑO SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN

### 4.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL.

Las subestaciones de interconexión corresponden a subestaciones de transformación de 220/110 kV.

Corresponden a los principales puntos de inyección al anillo de 110 kV del sistema eléctrico de Grupo Saesa

Estas subestaciones son alimentadas de diferentes formas en 220 kV: mediante una línea propia, una línea de un tercero o una subestación vecina de otra empresa eléctrica. En general, esta alimentación siempre considera el criterio N-1 (líneas de doble circuito).

Su capacidad normalizada de transformación es de 800 MVA, con una etapa inicial de 400 MVA. En algún caso particular se está considerando también una capacidad final de 1200 MVA (3 x 400 MVA) (S/E Cerro Navia)

Las unidades de transformación corresponden a autotransformadores monofásicos de 100/133 MVA (ONAN/ONAF) cada uno.

Dada la importancia que poseen estas subestaciones para el sistema interconectado central, se considera siempre una unidad de reserva para su utilización en caso de falla o mantenimiento en alguna de las unidades en servicio.

De esta forma, en la primera etapa se instalan 4 unidades monofásicas, formando con 3 de ellas un banco de autotransformadores y quedando la cuarta de reserva. Luego, para completar el desarrollo final de la subestación se agregan 3 unidades más, formando el segundo banco de autotransformadores y quedando la unidad de reserva como respaldo para cualquiera de los 2 bancos.

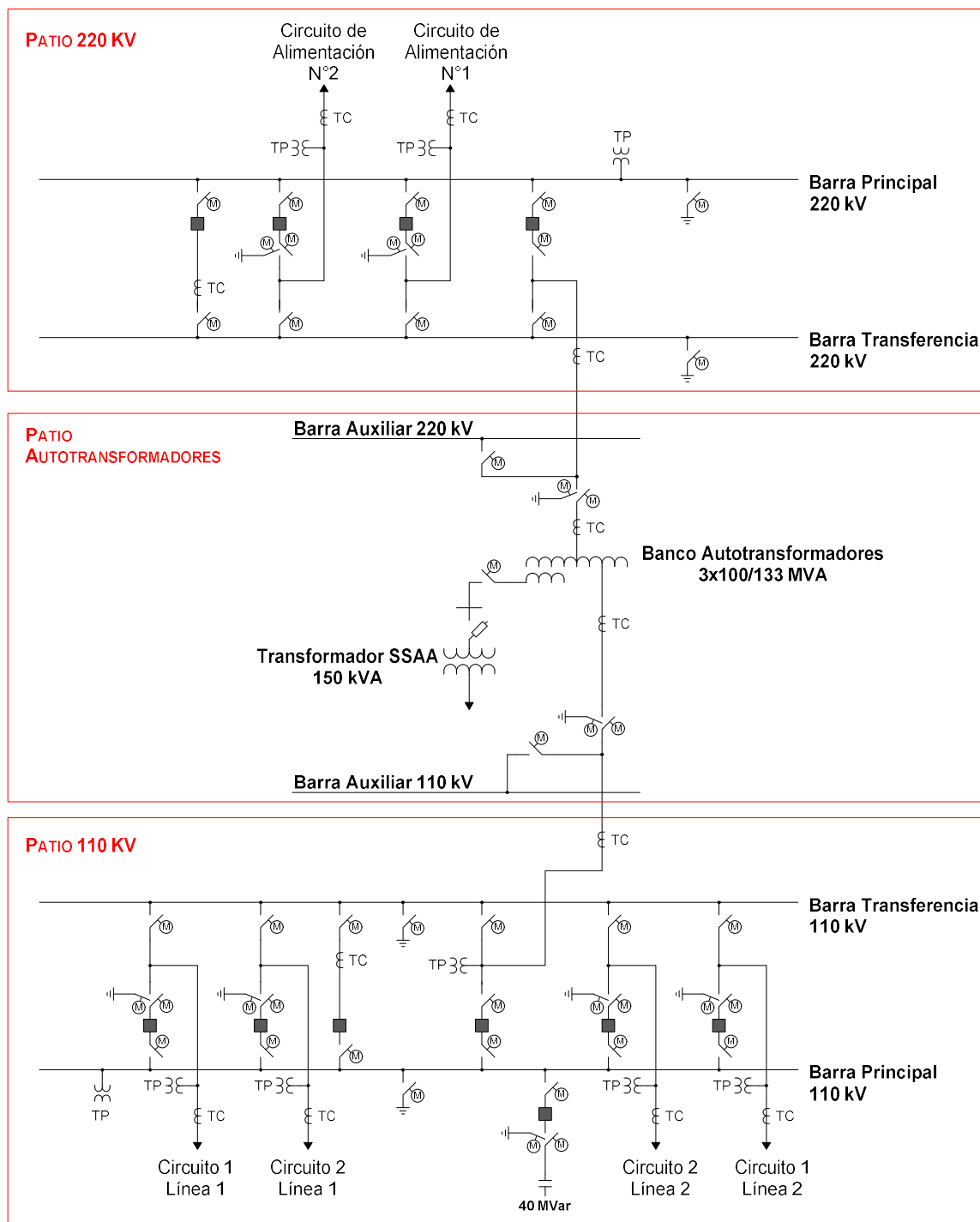
El criterio anterior se ha decidido después de analizar la conveniencia técnico-económica de las siguientes alternativas: que cada banco esté formado por cuatro unidades monofásicas, cada uno con su unidad de reserva; o utilizar transformadores trifásicos, contando desde el comienzo con una unidad de reserva.

Independientemente del criterio indicado respecto a la capacidad de cada banco, y debido a los estudios de planificación, se está analizando la alternativa de aumentar la capacidad nominal de los bancos futuros a 600 u 800 MVA

Las instalaciones más importantes de las subestaciones de interconexión son:

- Patio de 220 kV
- Patio de autotransformadores
- Patio de 110 kV
- Otras instalaciones (sistemas de protecciones y control y servicios auxiliares).

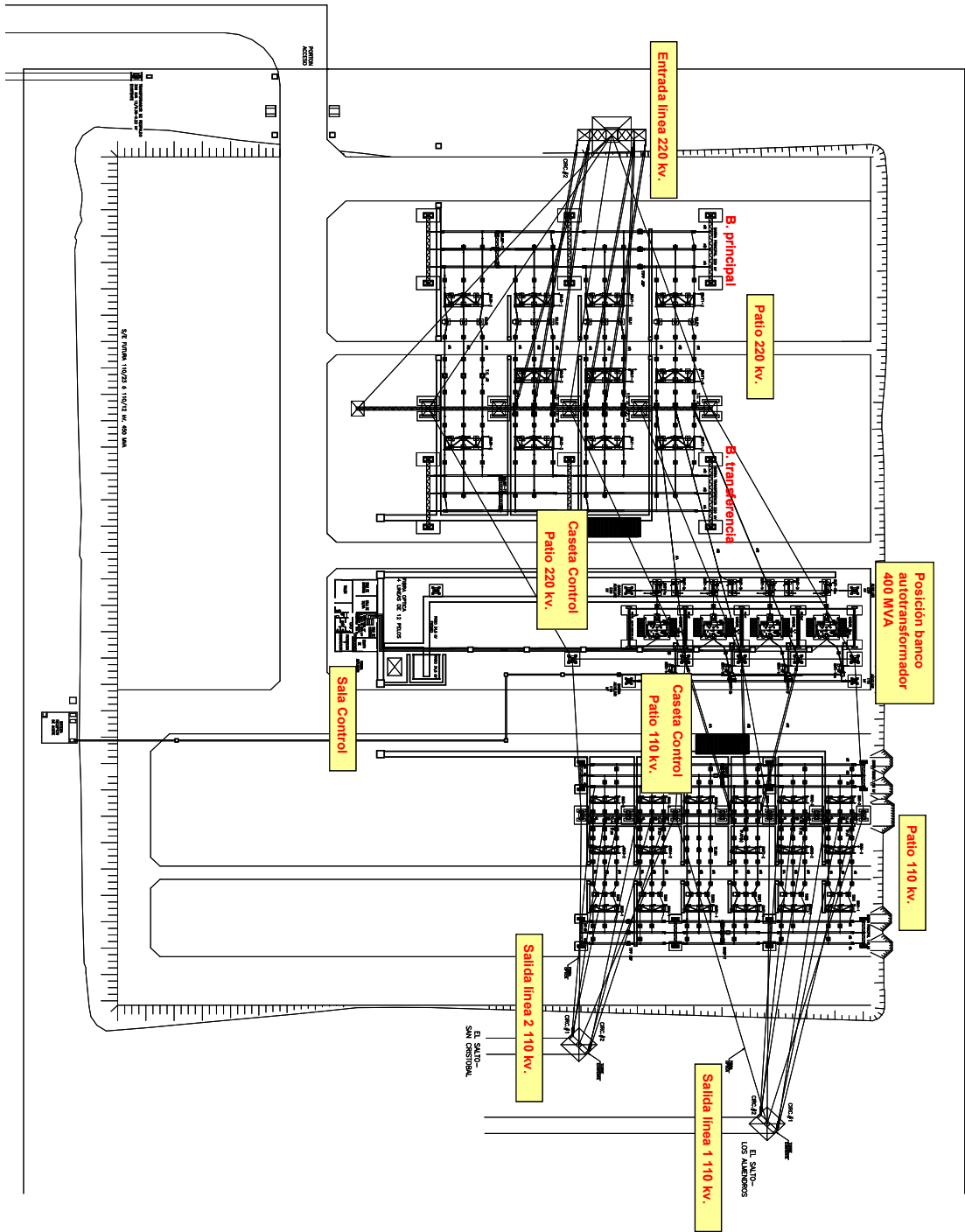
#### 4.2.- ESQUEMA UNILINEAL DE LA S/E 220/110 kV; 400 MVA (REFERENCIAL)



**4.3.- DISPOSICIÓN GENERAL DE UNA S/E DE 400 MVA (REFERENCIAL)**

En el siguiente esquema de planta se muestra un ejemplo de la disposición de equipos que corresponde a la etapa inicial de 400 MVA para una subestación de interconexión.





#### 4.4.- INSTALACIONES MÁS IMPORTANTES DE LA SUBESTACIÓN DE 400 MVA

De acuerdo al esquema unilineal y de planta indicados anteriormente, se detallarán a continuación los principales componentes de las instalaciones de las subestaciones de interconexión.

##### 4.4.1 *Patio 220 kV*

El patio de 220 kV de una subestación de interconexión, alimentada por una línea de doble circuito, en su primera etapa de 400 MVA, se compone de:

- Esquema de barra principal y barra de transferencia que permiten el traspaso de carga desde una barra a otra mediante la posición de transferencia. Estas barras están dimensionadas para 800 MVA.
- 2 posiciones de entrada, (posiciones de línea), dimensionadas para 800 MVA.
- 1 posición para alimentar el lado primario del banco de autotransformadores (posición de transformador), dimensionada para 400 MVA más un 30% de sobrecarga.
- 1 posición de transferencia que permite el reemplazo de cualquiera de los interruptores de las otras posiciones por el interruptor de esta posición, dimensionada para 800 MVA.

Las diferentes posiciones están compuestas por los equipos que se indican a continuación:

##### *Posiciones de línea*

- 1 Interruptor tripolar <sup>1</sup>
- 2 Seccionadores tripolares motorizados, sin puesta a tierra.
- 1 Seccionador tripolar motorizado, con puesta a tierra también motorizada (permite aterrizar la línea en caso de mantenimiento),
- 3 Transformadores de corriente.
- 3 Transformadores de potencial.

##### *Posición de transformador*

- 1 Interruptor tripolar.
- 3 Seccionadores tripolares motorizados, sin puesta a tierra.
- 3 Transformadores de corriente

##### *Posición transferencia*

- 1 Interruptor tripolar.
- 2 Seccionadores tripolares motorizados sin puesta a tierra.
- 3 Transformadores de corriente

---

<sup>1</sup> Hasta ahora los interruptores instalados han sido de operación tripolar. Sin embargo, la Norma Técnica (versión 2014) ha establecido la obligatoriedad de que los interruptores instalados en el nivel de 220 kV deben ser de operación monopolar

Adicionalmente, la barra principal cuenta con transformadores de potencial en cada fase.

Finalmente, tanto la barra principal como la barra de transferencia cuentan con desconectadores tripolares motorizados de puesta a tierra, para garantizar seguridad en las labores de mantenimiento cuando se intervienen equipos de patio que requieren alguna barra fuera de servicio.

#### 4.4.2 ***Patio de Autotransformadores***

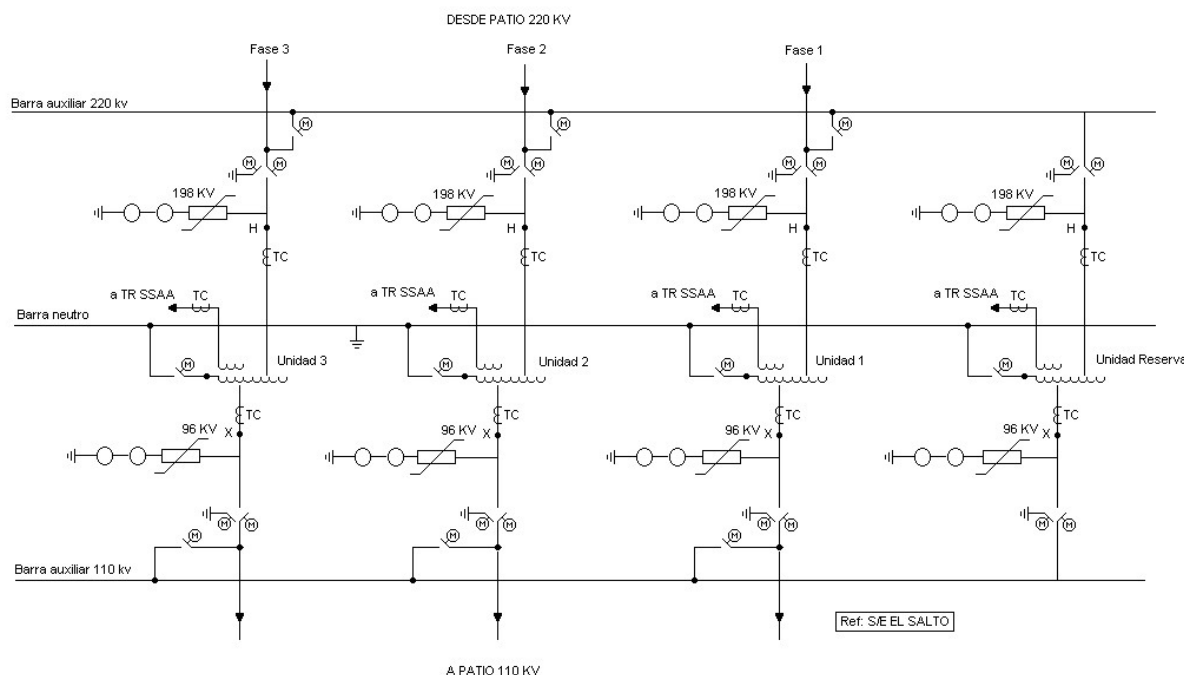
En la etapa inicial de la subestación de 400 MVA, el banco de autotransformadores se encuentra compuesto por 3 unidades monofásicas de 220/110 kV, con una potencia de 100/133 MVA cada una con ventilación natural o forzada respectivamente, más una cuarta unidad de respaldo.

El banco trifásico posee además un terciario de 13,2 kV o 34,5 kV, según sea el caso, conectado en delta, cuya finalidad principal es permitir la circulación de tercera armónica de corriente y así evitar presencia de voltajes armónicos en los devanados principales. Esta conexión se efectúa en el patio terciario del cual se obtiene también la potencia para la conexión de un transformador para los servicios auxiliares de la subestación.

Por otra parte, para permitir el reemplazo de una unidad del banco por la unidad de reserva, se instala una barra auxiliar tanto en el lado de 220 kV como en el lado de 110 kV. La rotación de unidades se efectúa por intermedio de la operación de desconectadores monopoles motorizados, 7 en cada nivel de tensión (220 y 110 kV), tal como se muestra en el siguiente diagrama unilineal de la conexión del banco.

La rotación de unidades también requiere que se efectúen los cambios correspondientes en la conexión del terciario del banco, para lo cual el patio terciario posee desconectadores motorizados que permiten reconfigurar la delta.

El neutro de cada unidad se conecta, mediante desconectadores, a una barra de neutro común que está conectada solidamente a tierra.



Los equipos necesarios asociados al banco de autotransformadores, corresponden a los siguientes:

- 4 autotransformadores monofásicos de 220/110/34,5 ó 13,2 kV de potencia nominal 100/133 MVA.
- 7 desconectores monopoles motorizados para barra auxiliar en 220 kV, 4 de los cuales son desconectores con puesta a tierra para aterrizar el lado de alta del banco.
- 7 desconectores monopoles motorizados para barra auxiliar en 110 kV, 4 de los cuales son desconectores con puesta a tierra para aterrizar el lado de baja del banco.
- 12 desconectores monopoles motorizados para el patio terciario.
- 4 desconectores monopoles motorizados para la conexión de la barra de neutro.

Todos los equipos asociados al banco de autotransformadores están dimensionados para una capacidad de 400 MVA más un 30% de sobrecarga.

Observación:

Como se expresó anteriormente, está en análisis la posibilidad de incorporar bancos de autotransformadores de mayor potencia (600 ó 800 MVA). Sin embargo, la configuración de tales bancos y de sus equipos asociados es la misma que la de un banco de 400 MVA.

#### 4.4.3 **Patio 110 kV**

El patio de 110 kV de una subestación de interconexión, en su primera etapa de 400 MVA, se compone de:

- Esquema de barra principal y barra de transferencia que permiten el traspaso de carga desde una barra a otra mediante la posición de transferencia. Estas barras están dimensionadas para 400 MVA más un 30% de sobrecarga.
- 1 posición para la conexión del lado secundario del banco de autotransformadores (posición de transformador), dimensionada para 400 MVA más un 30% de sobrecarga.
- 4 posiciones de salida (típicamente), para la conexión al anillo de 110 kV por medio de dos líneas de doble circuito (posiciones de línea), donde cada posición está dimensionada para 400 MVA.
- 1 posición de transferencia que permite el reemplazo de cualquiera de los interruptores de las otras posiciones por el interruptor de esta posición, dimensionada para 400 MVA más un 30% de sobrecarga.

Las diferentes posiciones están compuestas por los equipos que se indican a continuación:

##### *Posiciones de línea*

- 1 Interruptor tripolar (de operación tripolar)
- 2 Seccionadores tripolares motorizados, sin puesta a tierra.
- 1 Seccionador tripolar motorizado, con puesta a tierra también motorizada. (permite aterrizar la línea en caso de mantenimiento)
- 3 Transformadores de corriente.
- 3 Transformadores de potencial.

##### *Posición de transformador*

- 1 Interruptor tripolar (de operación tripolar).
- 3 Seccionadores tripolares motorizados, sin puesta a tierra.
- 3 Transformadores de corriente
- 1 Transformadores de potencial (para sincronización)

##### *Posición transferencia*

- 1 Interruptor tripolar (de operación tripolar).
- 2 Seccionadores tripolares motorizados sin puesta a tierra.
- 3 Transformadores de corriente

Adicionalmente, la barra principal cuenta con transformadores de potencial en cada fase.

Finalmente, tanto la barra principal como la barra de transferencia cuentan con desconectadores tripolares motorizados de puesta a tierra con el objetivo señalado para el patio de 220 kV.

#### 4.4.4 ***Otras instalaciones relevantes de la subestación***

En general, las demás instalaciones de una S/E de interconexión son descritas más detalladamente en capítulos posteriores de este documento.

##### *Sistemas de protecciones, control, medida y telecomunicaciones*

Los equipos que conforman los sistemas de control, de protecciones, de medida, y de telecomunicaciones se instalan en alguna dependencia de la casa de control o en casetas de protecciones ubicadas en los patios de 220 y 110 kV.

##### *Servicios auxiliares*

Los servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación (380/220 Vca), se suministran mediante un transformador de distribución conectado en el terciario del banco de autotransformadores. Como sistema de respaldo se instala además un transformador de distribución tomado desde la red externa y un grupo electrógeno.

Los servicios auxiliares de corriente continua (125 y 48 Vcc) se obtienen de bancos de baterías con sus respectivos cargadores.

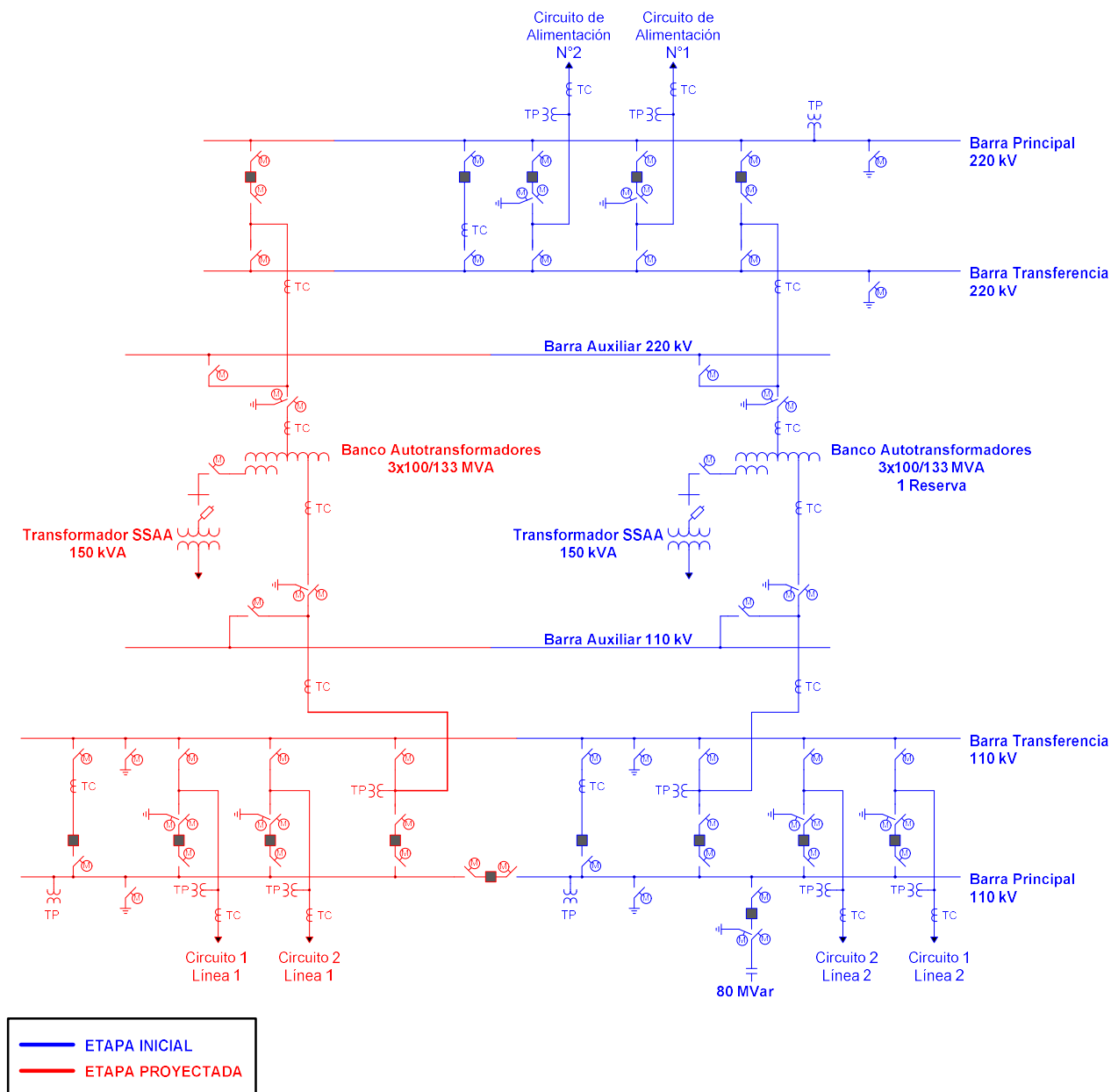
##### *Bancos de condensadores*

En función de los requerimientos de potencia reactiva del sistema eléctrico, se instala un banco de condensadores en 110 kV de 40 MVar ampliable a 120 MVar. El banco se conecta a la barra principal mediante una posición de banco de condensadores.



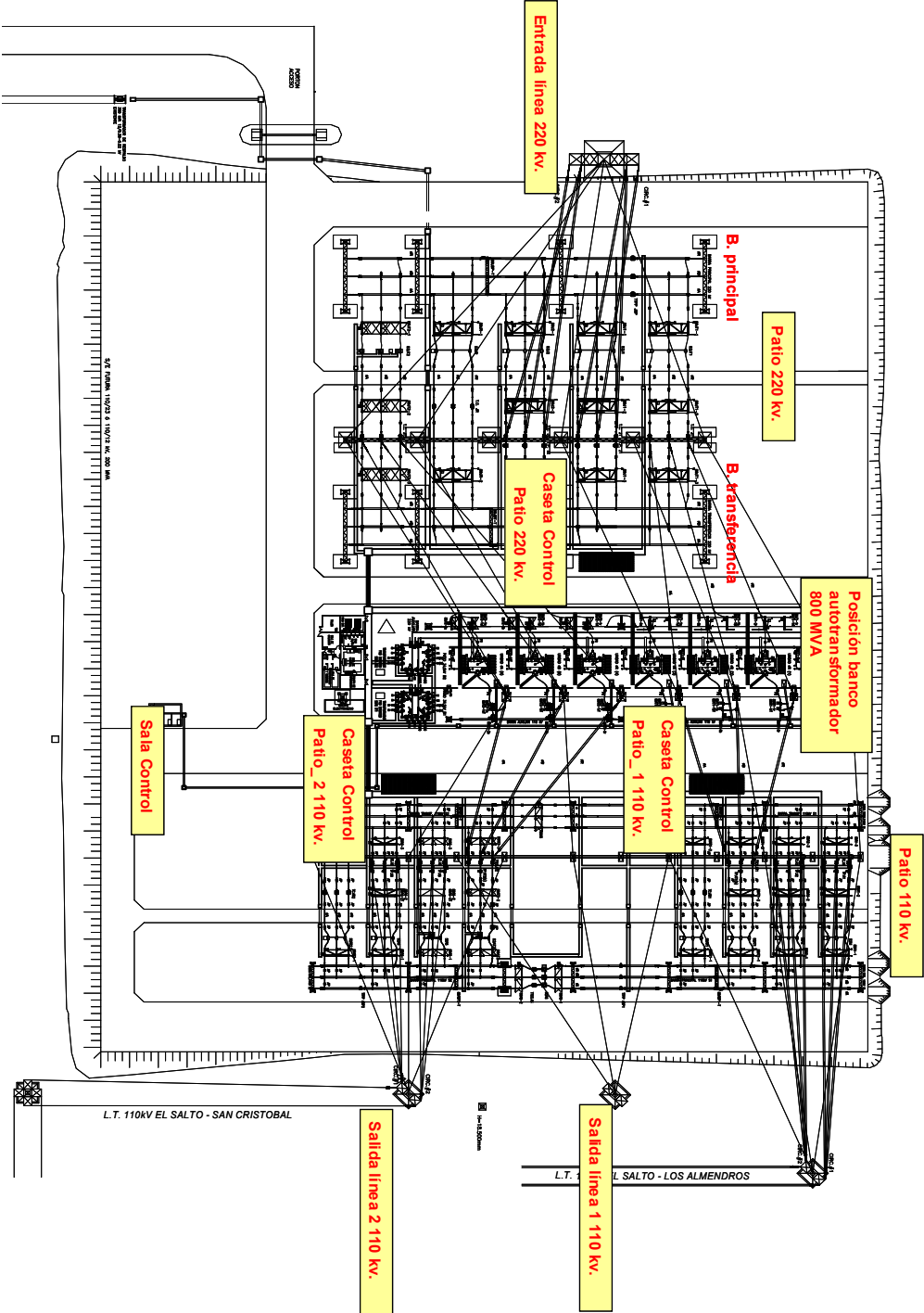
#### 4.5.- ESQUEMA UNILINEAL DE LA S/E 220/110 kV; 800 MVA (REFERENCIAL)

A continuación se presenta el diagrama unilineal de la subestación de interconexión en su etapa final de 800 MVA con la instalación del segundo banco de autotransformadores.



**4.6.- DISPOSICIÓN GENERAL DE UNA S/E DE 800 MVA (REFERENCIAL)**

En el siguiente esquema de planta se muestra un ejemplo de la disposición de equipos que corresponde a la etapa final de 800 MVA para una subestación de interconexión.





#### **4.7.- INSTALACIONES MÁS IMPORTANTES DE LA SUBESTACIÓN DE 800 MVA**

Las principales modificaciones con respecto a la etapa inicial son:

##### **4.7.1 *Patio 220 kV***

El patio de 220 kV sólo aumenta en una posición de transformador, de iguales características a la existente para alimentar el segundo banco.

##### **4.7.2 *Patio de Autotransformadores***

El segundo banco de transformadores se forma con 3 unidades autotransformadoras, de las mismas características que las del banco inicial y pueden operar en paralelo adecuadamente. De esta forma, ambos bancos quedan compartiendo una única unidad de reserva.

Se extienden las barras auxiliares de 220 y 110 kV, y se instalan los desconectores monopoles motorizados de ambos niveles de tensión, para permitir el reemplazo de cualquier unidad por la unidad de reserva.

Se construye un segundo patio terciario de las mismas características al existente.

##### **4.7.3 *Patio 110 kV***

En el patio de 110 kV se efectúan las siguientes modificaciones:

- Se construye un nuevo sistema de barra principal y barra de transferencia.
- Entre ambas barras principales se construye una posición de acoplamiento.
- La barra de transferencia N°2 queda totalmente separada de la barra de transferencia N°1.
- Se construye una nueva posición de transformador para el banco N° 2,
- Se trasladan 2 posiciones de salida de líneas a la barra principal N° 2 o se construyen nuevas posiciones de líneas.
- Se construye una nueva posición de transferencia para el conjunto de posiciones de la barra principal N° 2.

De este modo, se puede efectuar la operación en forma paralela o no de los bancos de autotransformadores (posición acopladora de barras principales).

Cada posición de transferencia puede reemplazar a cualquiera de las posiciones de su respectiva barra.

##### **4.7.4 *Otras instalaciones relevantes de la subestación***

Los sistemas de protecciones, control, medida y telecomunicaciones experimentan las modificaciones propias de la ampliación de capacidad de la subestación, pero manteniendo sus características relevantes.

Los servicios auxiliares de corriente alterna se modifican en el sentido de incorporar un nuevo transformador de distribución tomado del terciario del segundo banco de transformadores (ver detalles en capítulo específico).

Los servicios auxiliares de corriente continua se mantienen sin modificaciones relevantes.



## 5. DISEÑO SUBESTACIONES DE BAJADA

### 5.1.- DESCRIPCIÓN

Las subestaciones de bajada de Grupo Saesa son subestaciones que tienen por objetivo transformar la energía eléctrica desde los niveles de tensión de los sistemas de subtransmisión (220 kV ó 110 kV) a los niveles de tensión de distribución presentes en el área de concesión de la empresa (23kV ó 12 kV).

Este tipo de subestaciones se diseñan generalmente para una capacidad instalada final de 200 MVA, mediante 4 transformadores trifásicos de 50 MVA cada uno. Sin embargo, el diseño de estas subestaciones considera una capacidad de sobrecarga tal que, en condiciones de falla o mantenimiento de un transformador, los 3 restantes puedan suministrar hasta 60 MVA cada uno, de esta forma la potencia firme de la subestación corresponde a 180 MVA. Si se dispone de espacio suficiente, se podrá instalar un quinto transformador de respaldo, en cuyo caso la potencia firme aumenta a 200 MVA, incluso sin considerar sobrecarga en los transformadores.

No obstante lo indicado anteriormente, y debido principalmente a la dificultad de encontrar terrenos suficientemente grandes, se analizan diseños de subestaciones de menor capacidad final (por ejemplo, 100 MVA).

La mayor parte de las subestaciones de bajada existentes corresponden a los niveles de tensión 110/12 kV. El nivel de 23 kV está presente preferentemente en las zonas periféricas de la ciudad, pero gradualmente va aumentando su zona de influencia.

La mayoría de las subestaciones existentes están compuestas por patios abiertos tanto en alta como en media tensión. Sin embargo, cuando existen restricciones de espacio o de otra índole, se implementan diseños de patios AT encapsulados en SF6 o patios tradicionales cubiertos. En el caso del patio de media tensión, los patios abiertos se han ido reemplazando por conjuntos de celdas que permiten reducir los espacios considerablemente.

Cuando el nivel de tensión de distribución es de 12 kV, se consideran 8 salidas para alimentadores por cada transformador de 50 MVA; y para el nivel de 23 kV se consideran 6 salidas.

En caso de subestaciones con ambos niveles de tensión MT, se debe instalar finalmente un quinto transformador con doble nivel de tensión MT, destinado a dar respaldo ante la falla de cualquiera de los transformadores.

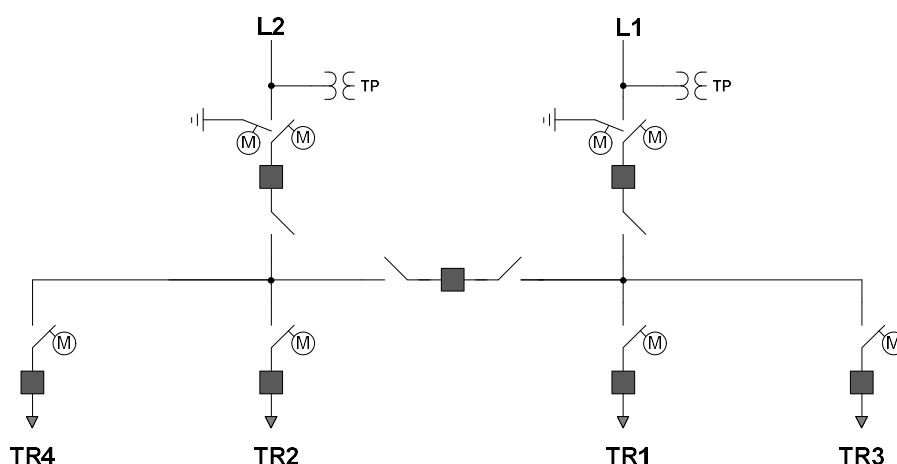
Las instalaciones más importantes de las subestaciones de bajada pueden dividirse en:

- Esquema eléctrico de alta tensión (110 ó 220 kV)
- Transformadores de poder
- Esquema eléctrico de media tensión (12 ó 23 kV)
- Otras instalaciones (sistemas de protecciones y control, servicios auxiliares y bancos de condensadores).

## 5.2.- ESQUEMA ELÉCTRICO DE ALTA TENSION (110 Ó 220 kV)

### 5.2.1 Diagrama unilineal

A continuación se muestra el diagrama unilineal normalizado de un patio AT, en una subestación de bajada.



### 5.2.2 Características del esquema de AT

Como puede verse en el diagrama unilineal, la alimentación de las subestaciones de bajada es en doble circuito.

Para cada circuito se tiene una **posición de entrada de línea**. Cada una de estas posiciones está dimensionada para 200 MVA y cuenta con los siguientes equipos:

- 1 Transformador de potencial (para detección de tensión).
- 1 Desconectador tripolar motorizado, con puesta a tierra (permite aterrizar la línea para labores de mantenimiento).
- 1 Interruptor tripolar.
- 1 Desconectador tripolar manual, sin puesta a tierra.

Aguas abajo de las posiciones de entrada de líneas está la **posición acopladora**, también dimensionada para 200 MVA y está formada por:

- 1 Interruptor tripolar.
- 2 Desconectadores tripolares manuales, sin puesta a tierra.

Finalmente están las 4 posiciones de transformadores, 2 en cada circuito, las que están dimensionadas para 60 MVA y cada una está formada por:

- 1 Desconectador tripolar motorizado, sin puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar.

Los interruptores tripolares del esquema AT de las subestaciones de bajada son de operación tripolar.

Los transformadores asociados al circuito 1 se denominan TR1 y TR3, en tanto que los asociados al circuito 2 se denominan TR2 y TR4.

El **esquema normal de operación** de la subestación es con los interruptores de línea cerrados y el interruptor acoplador abierto. Sin embargo, en caso de falta de tensión en uno de los circuitos de entrada, la subestación podrá operar tomada únicamente del circuito energizado, cerrando el interruptor acoplador.

En la práctica, para este caso se habilita un **esquema de transferencia automática**. Esta flexibilidad de operación también es utilizada en forma voluntaria por el Centro de Operación del Sistema, para trabajos de mantenimiento o construcción de nuevas obras.

En las **posiciones de transformadores**, el interruptor tiene la función esencial de abrir en caso de falla del transformador, sin afectar a otros equipos.

Puede observarse que el esquema AT de las SSEE de bajada no incluye transformadores de corriente

En varias subestaciones existentes, el patio de alta tensión no tiene el esquema descrito anteriormente, sino que cuenta con configuraciones más simples y menor cantidad de equipos. Al respecto, cuando estas subestaciones se intervienen con proyectos mayores, se procura normalizar total o parcialmente su patio de AT.

En el desarrollo de ampliaciones o normalizaciones del patio de alta tensión de una subestación de bajada o en caso de una nueva subestación, según lo analizado en “Criterios de Diseños Latam 2013” se deberá evaluar la instalación de seccionadores AT manuales, tanto para los seccionadores de la posición acopladora 110kV, como para el seccionador lado carga de la posición de entrada de línea 110kV.

### 5.3.- TRANSFORMADORES DE PODER

Las principales características de los transformadores de poder de las subestaciones de bajada son:

- Potencia nominal: 50 MVA ONAN, o bien 30/40/50 MVA ONAN/ONAF/ONAF.
- Capacidad de sobrecarga: 30 % durante 2 horas.
- Tensión nominal: 110/23,5 kV, ó 110/12,5 kV, ó 110/23,5-12,5 kV, ó 220/23,5 kV.  
En el caso de doble tensión secundaria, los transformadores de poder se especifican con un switch rotatorio externo que permita realizar el cambio de conexión en los enrollados para modificar el nivel de tensión del secundario.
- Conexión delta - estrella (Dyn1), con neutro accesible para ser puesto a tierra.
- Tienen cambiador de derivaciones bajo carga en el lado AT (19 posiciones  $\pm 9 \times 1,65\%$ )
- Nivel de ruido: entre 60 dB y 78 dB, dependiendo de la subestación en que será instalado (para cumplir normativa).
- Incluyen transformadores de corriente en AT, MT y neutro.
- Se instalan con pararrayos de óxido de zinc en ambos lados, AT y MT.
- El neutro es conectado a tierra mediante una resistencia limitadora de la corriente de cortocircuito. Su objetivo es limitar esta corriente a no más de 1.000 amperes.

En casos particulares, se evalúa la conveniencia de instalar algún transformador de diferente potencia.

La subestación de bajada se desarrolla en etapas sucesivas hasta tener 200 MVA en transformación (4 x 50 MVA).

### 5.4.-

#### 5.4.- ESQUEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN (12 ó 23 kV)

Las instalaciones de media tensión de las subestaciones de bajada pueden ser del tipo patio abierto, celdas de media tensión, o combinación de ambos. Normalmente, por razones presupuestarias se prefieren las instalaciones en patio abierto, contemplándose el uso de juegos de celdas principalmente cuando se tienen restricciones de espacio.

##### 5.4.1 *Dimensionamiento de barras de media tensión*

Las barras de media tensión se dimensionan para una capacidad de 60 MVA. Por otro lado, el nivel de cortocircuito para el diseño de los equipos se calcula considerando la posibilidad de que dos transformadores operen en paralelo.

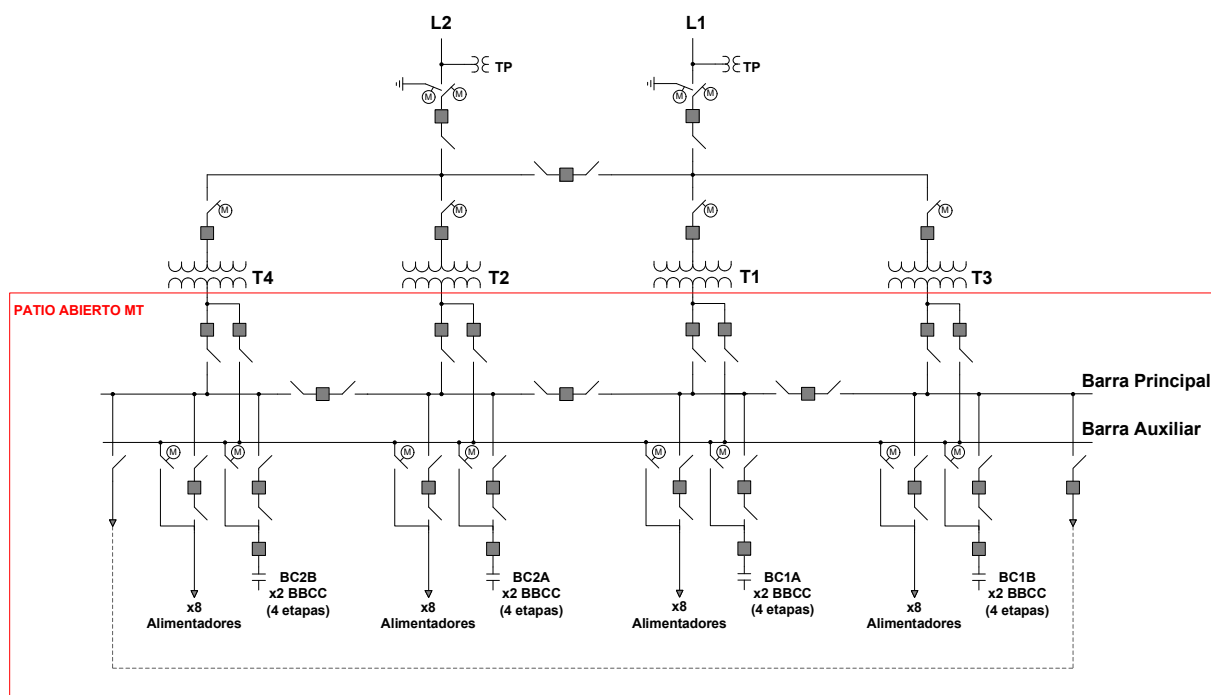
En general, los nuevos patios MT abierto se deberán proyectar con barras de aluminio del tipo Extra Heavy Pipe Sizes (EHPS), y para la conexión de los equipos a las barras se deberá utilizar conductores de aluminio, considerando conectores bimetálicos en las respectivas uniones. En la siguiente tabla se indican las medidas estándares a utilizar:

*Tabla de dimensiones de barras de aluminio EHPS*

Medida del tubo	Nivel de tensión	Corriente (A) 40°C Rise
2 ½ "	23 kV	2146
3 ½ "	12 kV	3042

##### 5.4.2 *Esquema de MT en patio abierto*

La siguiente figura muestra el **diagrama unilineal normalizado** de un patio abierto de MT.



Como puede verse en la figura, el esquema eléctrico del patio abierto de MT consiste en una **barra principal** para cada transformador y una **barra auxiliar** seccionada o única.

Cada transformador tiene 2 posiciones de entrada; una a la barra principal y la otra a la barra auxiliar.

Cada posición de entrada está compuesta por un interruptor y un desconectador tripolar (o juego de desconectores monopolares). La definición del tipo de desconectador depende del diseño físico del patio MT.

En 12 kV, para cada transformador de 50 MVA, se consideran 8 posiciones de salida para alimentadores y 1 posición para banco de condensadores. Y en 23 kV se consideran 6 posiciones de salida para alimentadores y 1 para banco de condensadores.

Las **posiciones de salida de alimentador** incluyen un interruptor, seis desconectores monopolares manuales (3 conectados a barra principal y 3 al lado carga) y sólo un desconectador tripolar motorizado hacia la barra auxiliar ("bypass"). La motorización del desconectador a barra auxiliar permite el traspaso de carga en forma remota desde el COS.

Las **posiciones de salida de banco de condensadores** incluyen un interruptor y desconectores monopolares conectados sólo a barra principal.

Entre las barras principales existe la **posición acopladora** (interruptor + desconectores monopolares a ambos lados), cuya finalidad principal es permitir el respaldo ante falla de algún



transformador acoplando barras vecinas. Cabe destacar además que las barras principales de MT quedan formando un anillo (cada barra es respaldada por otras dos barras vecinas)

Adicionalmente se considera el seccionamiento de la barra auxiliar, para dar mayor flexibilidad operativa a las configuraciones en caso de traspasos de carga y/o respaldo.

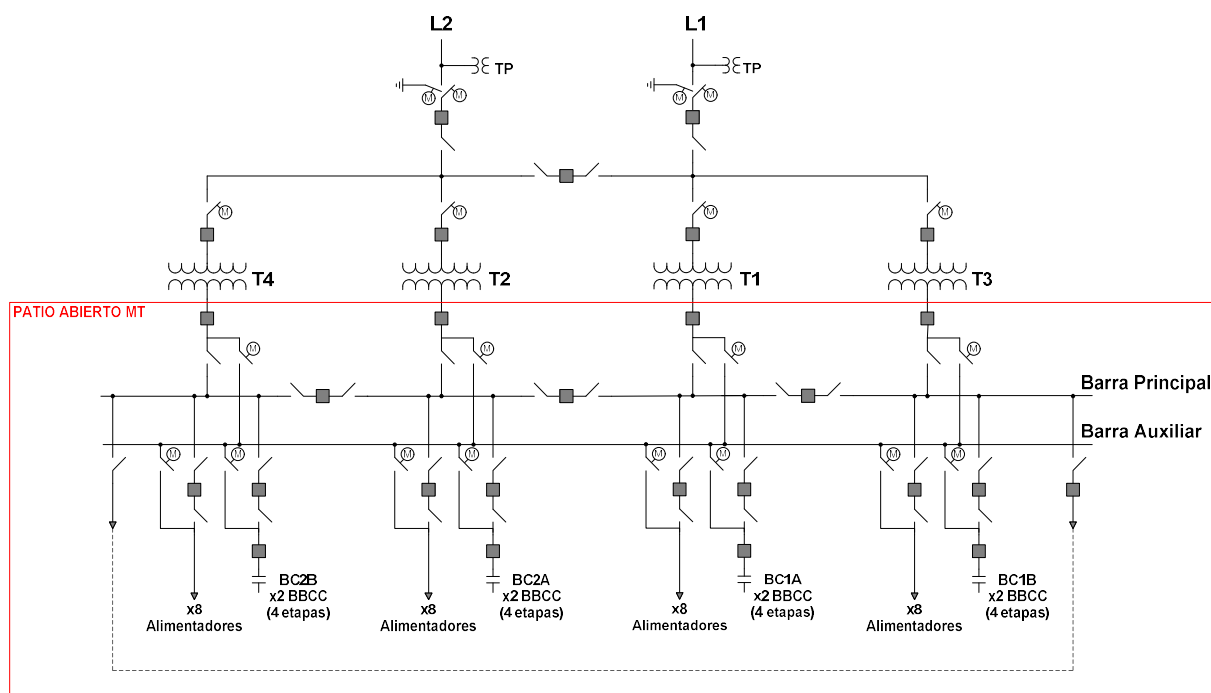
La operación normal del esquema es con las barras de MT separadas (interruptor acoplador abierto).

En cada barra principal y en la barra auxiliar se instala un juego de transformadores de potencial, para obtener la medida de la tensión.

Este esquema de barra principal y auxiliar permite efectuar mantenimiento a las posiciones de alimentador, otorgando el suministro a través de la barra auxiliar, quedando el alimentador protegido por el interruptor de barra auxiliar.

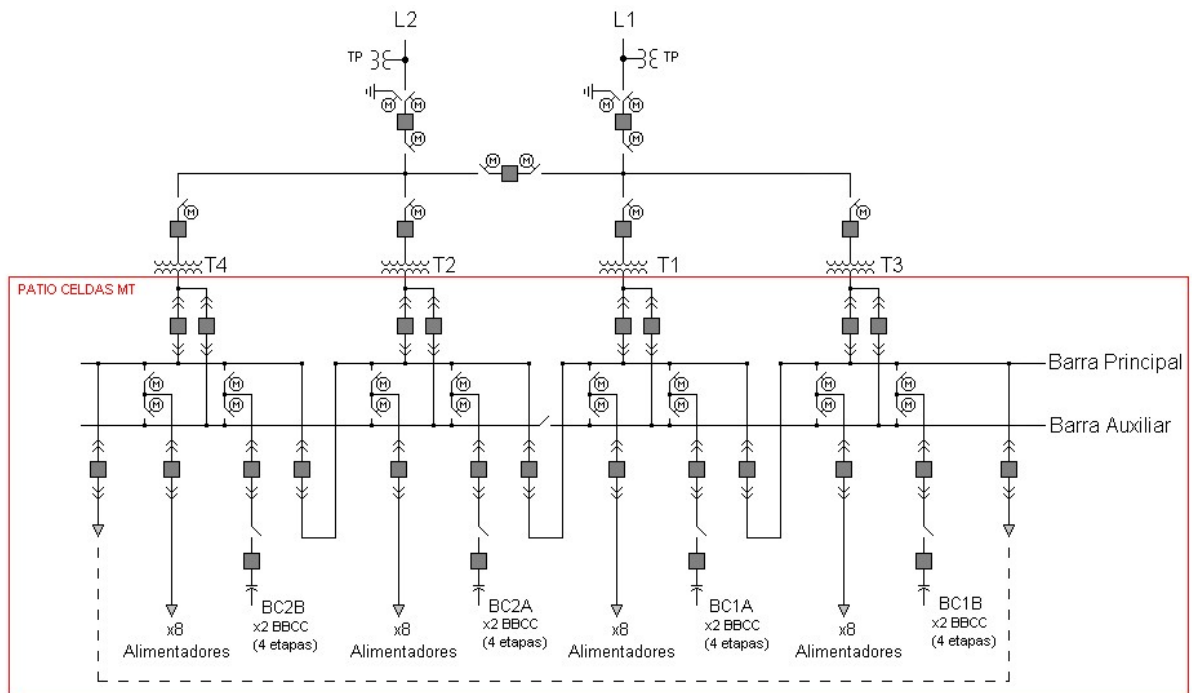
También es posible que un transformador dé suministro a algún alimentador de otra barra a través de la barra auxiliar.

En patios abiertos de muchas subestaciones existentes se ha utilizado el **diagrama unilineal** que se muestra a continuación:



La única diferencia de este esquema respecto del normalizado consiste en la posición de entrada. En este caso, la energización de la barra auxiliar se efectúa mediante un desconectador tripolar, quedando protegida por el mismo interruptor de barra principal, que es el único interruptor de la posición. Por lo tanto, en caso de falla de un alimentador tomado de la barra auxiliar, se afecta a ambas barras (principal y auxiliar).

La siguiente figura muestra el **diagrama unilineal** de un esquema de MT con celdas.



La formación de este anillo y la unión de las barras auxiliares de juegos de celdas físicamente separados, requiere la inclusión de celdas de interconexión para lograr la continuidad eléctrica.

La operación normal del esquema es con las barras de MT separadas (interruptores acopladores abiertos).

En cada barra principal y en la barra auxiliar se instala un juego de transformadores de potencial, para obtener la medida de la tensión.

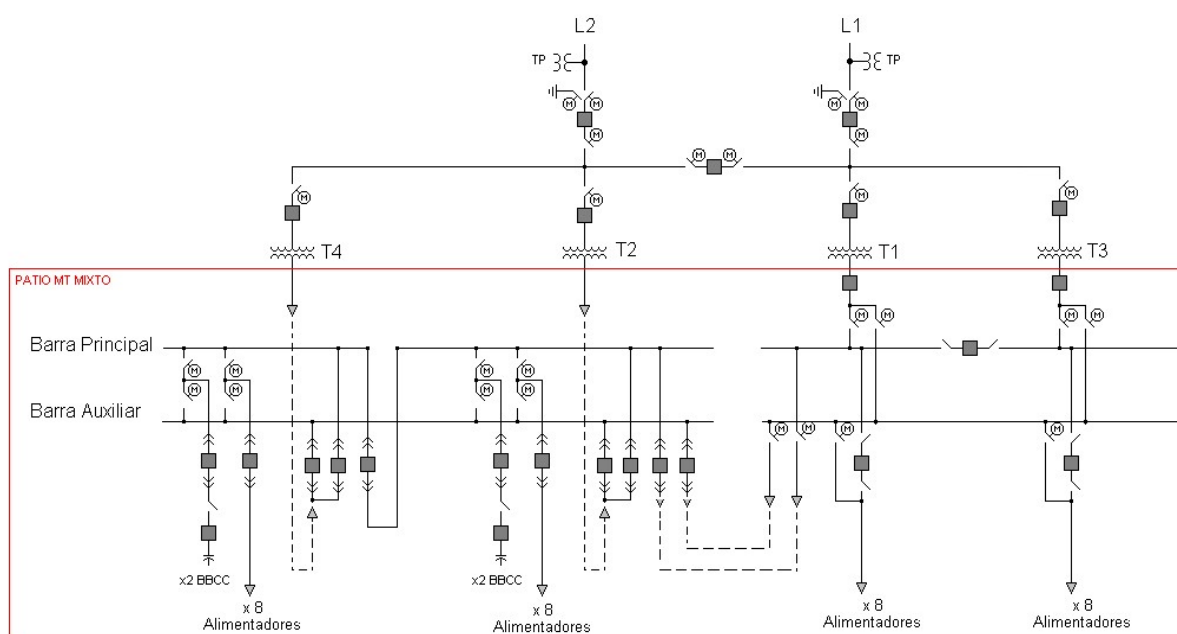
Para efectuar mantenimiento a las posiciones de alimentadores, éstos necesariamente deben ser respaldados desde la red de distribución. No obstante, a diferencia del patio abierto, las celdas cuentan con interruptores extraíbles, lo que minimiza el tiempo de recambio.

El diagrama unilineal del esquema MT con celdas puede variar en alguna medida, de acuerdo a lo que ofrecen los fabricantes de estos equipos, lo cual se evalúa caso a caso. Por ejemplo, se han aceptado celdas en que las posiciones de salida (alimentador o banco de condensadores) incluyen dos interruptores, uno a barra principal y el otro a barra auxiliar.

### Esquema de MT mixto

En algunos casos, la alternativa más razonable desde el punto de vista técnico y económico es una combinación de esquemas patio abierto y celdas. En estos casos las interconexiones entre barras, tanto auxiliares o principales, se diseñarán para garantizar el mayor valor de potencia firme de la subestación (n-1), esto requiere de un análisis para cada caso particular, considerando las distintas configuraciones o interconexiones.

En la siguiente figura se muestra un esquema típico mixto, que es básicamente una combinación de los anteriores.



## 5.5.- OTRAS INSTALACIONES RELEVANTES DE LA SUBESTACIÓN

### *Sistemas de protecciones, control, medida y telecomunicaciones*

Los equipos que conforman los sistemas de control, de protecciones, de medida, y de telecomunicaciones se instalan en alguna dependencia de la casa de control.

### *Servicios auxiliares*

Los servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación (380/220 Vca) se obtienen de dos transformadores de distribución conectados en las barras de MT de la subestación, correspondientes a circuitos de AT diferentes.

Los servicios auxiliares de corriente continua (125 y 48 Vcc) se obtienen generalmente de bancos de baterías con sus respectivos cargadores.

### *Casa de control*

Las principales dependencias de la casa de control son: sala de control, sala de servicios auxiliares y sala de baterías. En muchas subestaciones existe la sala COS (Centro de Operación del Sistema), donde se han ubicado principalmente equipos de telecomunicaciones y UTRs para el SCADA. Actualmente los equipos que cumplen estas funciones se instalan en la sala de control.

### *Bancos de condensadores*

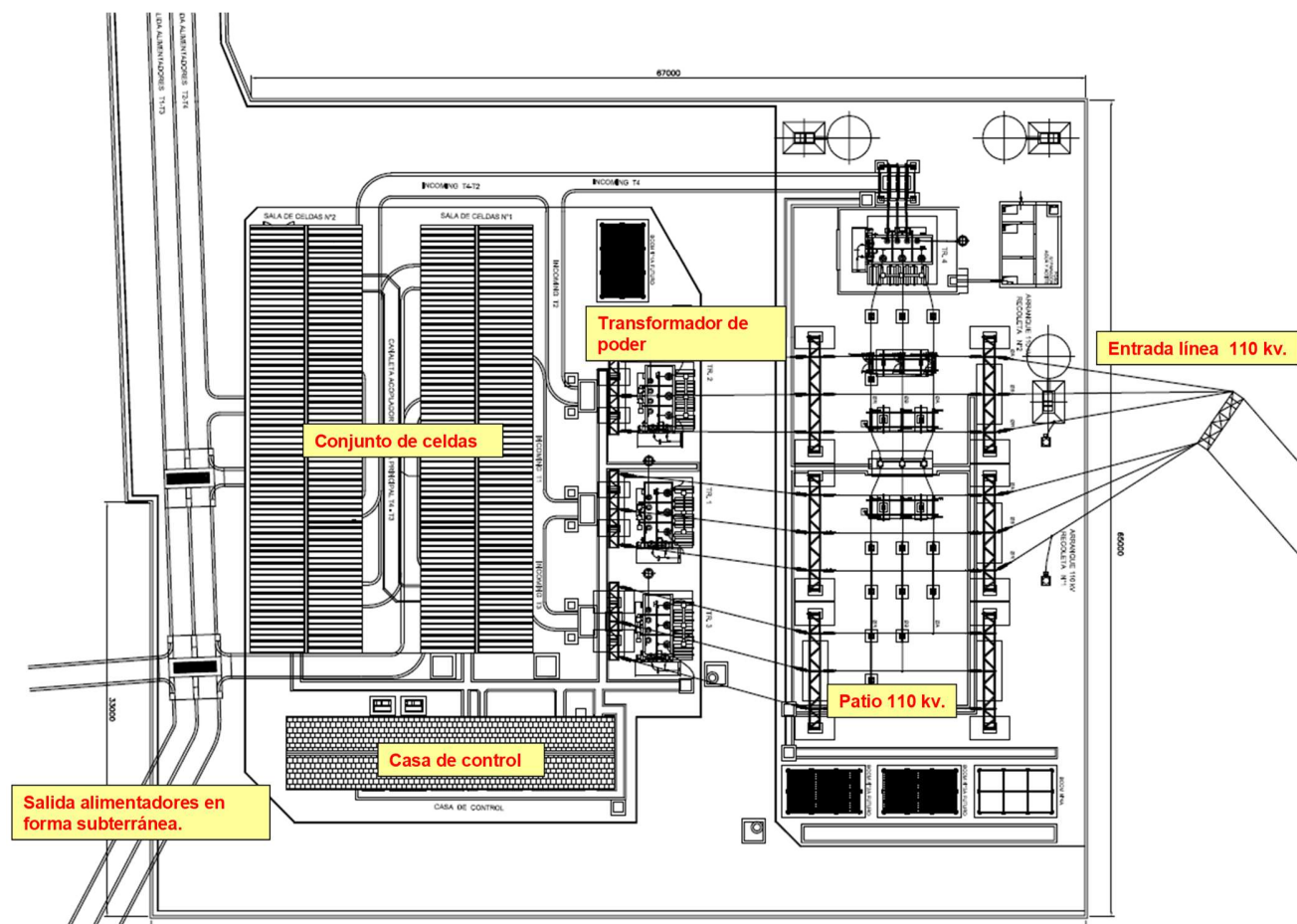
En función de los requerimientos de potencia reactiva del sistema eléctrico, se instalan bancos de condensadores conectados a las barras de MT.

En capítulos posteriores de este documento se describen en forma más detallada los sistemas o instalaciones mencionados.

### 5.6.- DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN PLANTA

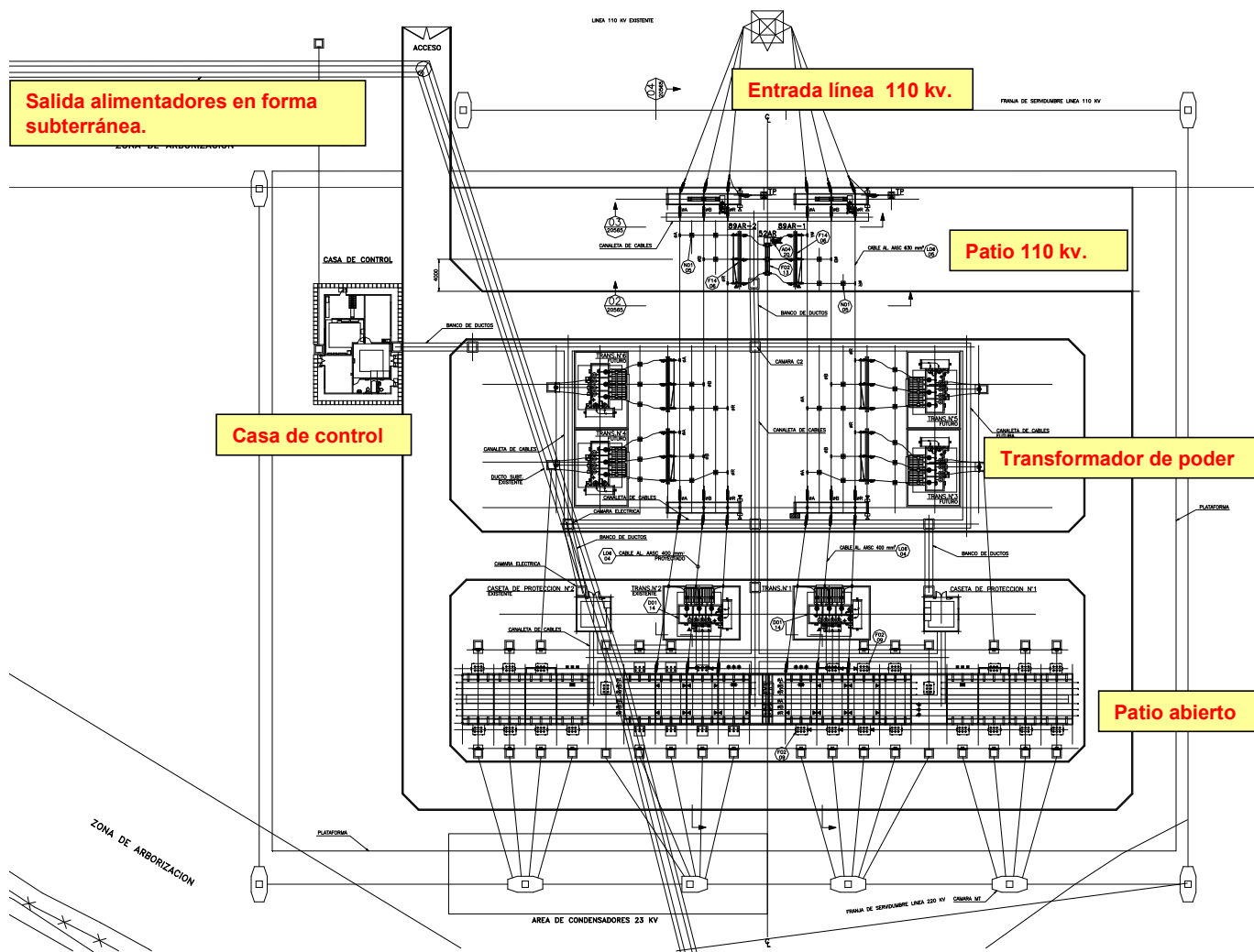
A continuación se muestra (a modo referencial) la disposición general de equipos en planta para los diferentes tipos de patio de media tensión existentes en subestaciones de bajada.

- **Subestación de bajada con celdas MT**



-

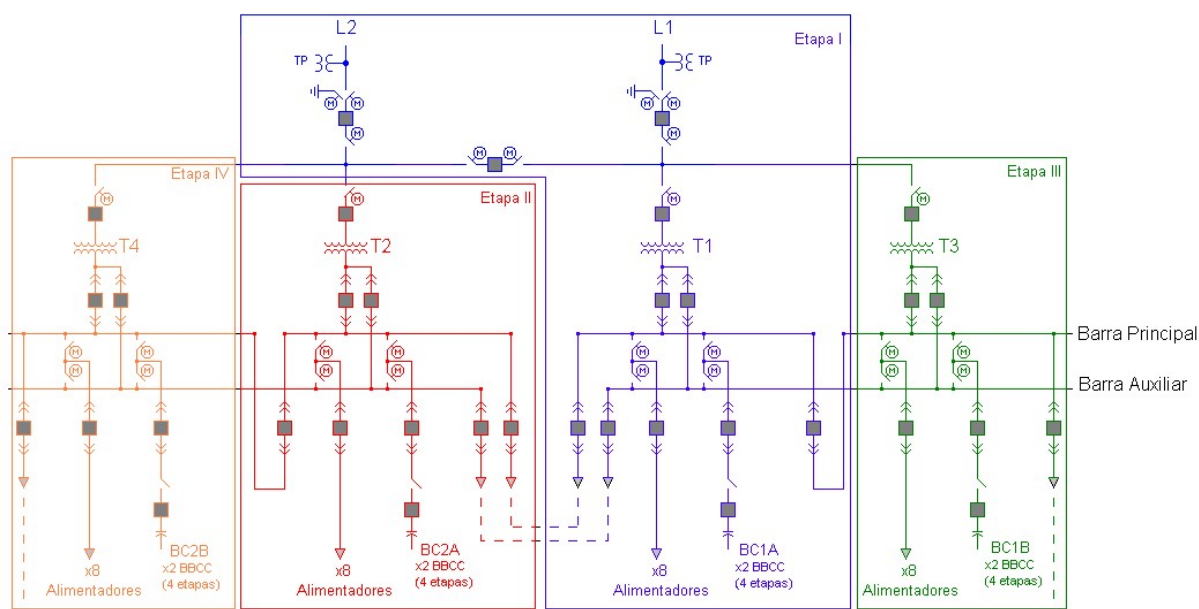
- **Subestación de bajada con patio abierto MT.**





### 5.7.- ETAPAS DE CRECIMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN DE BAJADA

En la siguiente figura se muestran las etapas típicas de crecimiento de una subestación de bajada, con celdas como equipos de MT.



En la **primera etapa** (color azul) se instalan:

- Las dos posiciones de línea, la posición acopladora y la posición del transformador T1 en el patio AT.
- El transformador T1.
- El primer juego de celdas MT.

En la **segunda etapa** (color rojo) se instalan:

- La posición AT del transformador T2.
- El transformador T2.
- El segundo juego de celdas.

En la **tercera etapa** (color verde) se instalan:

- La posición AT del transformador T3.
- El transformador T3.
- El tercer juego de celdas.

En la **última etapa** (color naranja) se instalan:

- La posición AT del transformador T4.
- El transformador T4.

- El cuarto juego de celdas.

En las subestaciones existentes, las etapas de crecimiento se van adaptando de la mejor forma al modelo típico mostrado anteriormente. Es decir, en cada etapa de ampliación de la subestación se analizan las diferentes alternativas que permitan de mejor forma el desarrollo futuro de la subestación.

#### **5.8.- SUBESTACIONES CON 2 NIVELES DE TENSIÓN MT (12 Y 23 kV)**

Debido al crecimiento de la red de distribución de 23 kV, en los últimos años ha aumentado la proporción de transformadores que deben instalarse con 23 kV como tensión secundaria, varios de ellos en subestaciones que hasta entonces sólo tenían 12 kV.

Por lo anterior, cabe mencionar algunas consideraciones especiales respecto a las subestaciones que tienen los 2 niveles de tensión MT:

- Normalmente, se contempla un desarrollo a 2 transformadores de 50 MVA en 12 kV y 2 transformadores de 50 MVA en 23 kV.
- Todos los acoplamientos de barras principales y auxiliares se efectúan únicamente entre los patios MT de igual tensión.
- De ser físicamente posible, se contempla la instalación de un 5° transformador que pueda respaldar tanto 12 como 23 kV (respaldo híbrido).

## 6. SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDAS

Los sistemas de control, protección y medidas de las subestaciones de poder en la actualidad corresponden a sistemas integrados que permiten proteger, controlar y medir los diferentes equipos eléctricos que componen la subestación. Estos sistemas se denominan Sistemas de Control Local (SCL)

Los dispositivos que componen el sistema de control denominados IEDs (Dispositivos electrónicos inteligentes) están interconectados a través de una red de comunicación local y pueden realizar las funciones mencionadas en forma separada o en forma integral distintos dispositivos en uno.

A continuación se describirán las principales características de los subsistemas que componen los sistemas de control, protecciones y medidas en subestaciones de interconexión y subestaciones de bajada.

Independientemente de los criterios aquí adoptados, deberá prestarse atención a lo estipulado en la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio, que en ocasiones define requerimientos que afectan a los sistemas objeto de este capítulo.

### 6.1.- SUBSISTEMA DE CONTROL

Corresponde a un conjunto de equipos e instalaciones que permiten formar un subsistema tal, mediante el cual es posible ejercer las funciones de supervisión y control sobre los equipos de la subestación.

Para esto, se considera la instalación de un SCL en la subestación que nos permita realizar las funciones de supervisión y control en forma local, a través de un operador, y remota desde el COS, a través del sistema Scada. Básicamente están constituidos por una Unidad Central (UC) de alta disponibilidad, una Interface Hombre Maquina (HMI) y los IEDs interconectados a través de una red de comunicaciones de área local (LAN). Los equipos utilizados para las UC y HMI son computadores de tipo industrial con capacidades de adquisición de datos, procesamiento y comunicación. En el caso de subestaciones existentes, suelen coexistir el SCL con Unidades Terminales Remotas (UTRs), las cuales concentran la información de los equipos antiguos.

Para realizar las acciones de control se definieron 4 niveles de jerarquía que se indican a continuación:

**Nivel 0: Nivel equipo.** Corresponde al comando a pie de equipo mediante botoneras ubicadas en el gabinete de control del equipo en patio; existe un selector local-remoto que permite operar en este nivel cuando se encuentra en posición local. En posición remota el control se transfiere a los niveles superiores.

**Nivel 1: Nivel de posición.** Corresponde al control desde los paneles, mediante switches de control, o a través de unidades de control de posición (protecciones o controladores). En este

nivel existe un selector UCP/SISTEMA que permite operar en este nivel cuando se encuentra en posición UCP<sup>2</sup>. En posición SISTEMA el control se transfiere a los niveles superiores.

**Nivel 2: Nivel de subestación.** Corresponde al control desde las unidades centrales del SCL. En este nivel existe un selector S/E/COS que permite operar desde la unidad central cuando se encuentra en posición S/E. En posición COS el control se transfiere al nivel superior.

**Nivel 3: Nivel COS.** Operación a nivel del Centro de Operación del Sistema (COS). Este control lo realiza el COS a través del sistema SCADA, para lo cual se comunica con las unidades terminales remotas (UTRs) o bien con los SCL instalados en las diferentes subestaciones. Para operar en este nivel el selector S/E/COS debe estar en posición COS.

Las principales acciones que se pueden ejercer a través del subsistema de control son:

- Control de interruptores y desconectores motorizados de alta y media tensión
- Control manual de CTBC de los transformadores de poder
- Conexión/desconexión de bancos de condensadores
- Habilitación/deshabilitación de funciones de protección (por ejemplo baja frecuencia y reconexión de alimentadores)
- Despliegue de alarmas y eventos.
- Verificación de sincronismo.
- Automatismos.

Los automatismos corresponden a una secuencia de operaciones sobre los equipos eléctricos, en respuesta a una condición predeterminada o voluntaria.

Las principales aplicaciones en que se utilizan automatismos son:

- Sistema de desconexión automática de carga (SDAC)
- Transferencia de posición en SS/EE de interconexión
- Cambio de unidad en banco de autotransformadores.
- Transferencia automática en AT en SS/EE de bajada
- Aislación de fallas en transformadores.
- Cambio automático de taps en los transformadores de poder con CTBC.
- Control de ventiladores de los transformadores de poder.
- Transferencia automática en BT (SSAA).

## 6.2.- SUBSISTEMA DE PROTECCIONES

Corresponde al conjunto de equipos de las subestaciones, que permiten formar un subsistema tal que se encarga de la protección de las redes eléctricas de AT y MT, con el objetivo de evitar daños a las personas y equipos cuando se producen fallas en el sistema eléctrico.

El esquema de protecciones de una subestación de poder se basa en la implementación de diferentes funciones de protección que permiten aislar una zona determinada en condiciones de falla, mediante los interruptores AT/MT de la subestación.

---

<sup>2</sup> UCP: Unidad de control de posición

Las principales protecciones (o esquemas de protecciones) posibles de encontrarse en una subestación son:

- Protección de distancia (21)
- Protección diferencial de barra (87B)
- Protección diferencial de transformador (87T)
- Protección de sobrecorriente de fase y residual (50/51-50/51N)
- Protecciones mecánicas de transformador.
- Protección de baja frecuencia, EDAC BF(81)
- Protección de falla de interruptor (50BF)
- Protección de potencia inversa (32)
- Protección residual direccional (67N)
- Esquema de protección diferencial parcial de barra (MT)
- Esquema de bloqueo de reconexiones
- Esquema de teleprotecciones
- Fusible
- Reconectador
- Reconexión automática de alimentadores
- Protección de arco interno en celdas MT

El subsistema de protecciones es parte del sistema integrado de control, protecciones y medida. Por lo tanto, deberá contar con capacidad de comunicación para dar aviso de sus operaciones tanto al SCL como a sistemas de mantenimiento de protecciones.

Las unidades que componen este subsistema deben tener las siguientes características comunes:

- Capacidad de sincronización
- Generación de oscilografías frente a detección de fallas
- Capacidad de autosupervisión
- Todas las funciones de protección deben ser programables (por software)

### **6.3.- SISTEMA DE MEDIDAS**

La función de este subsistema es medir las principales variables de interés para la supervisión, operación, control de pérdidas y/o facturación de los consumos en las diferentes subestaciones.

Estas son:

- Potencia Activa, Reactiva y Aparente
- Energía activa y reactiva
- Voltaje
- Corriente
- Temperatura de aceite y devanados de los transformadores
- Posición de tap

#### **6.4.- SISTEMA DE MONITOREO**

Con la modificación de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, publicada por la CNE (Comisión nacional de energía) en julio de 2014, se comenzó a exigir a las empresas eléctricas, disponer de las medias y ajustes de las protecciones de modo remoto en caso de fallas en el sistema eléctrico.

La exigencia contenida en el capítulo 4 de esta normativa, indica que se debe entregar la información de una falla en menos de una hora de ocurrido el evento en un sistema que dispondrá el CDEC para este fin.

La información a enviar es la siguiente:

- Archivos en formato COMTRADE con oscilografías de variables eléctricas de los elementos que hayan detectado la falla.
- Valores de ajustes y medidas de las protecciones que hayan detectado la falla.

Para poder enviar esta información se ha diseñado un sistema de recolección de información independiente del sistema de comunicaciones utilizado por las protecciones para las comunicaciones de telecontrol con el objetivo de separar zonas de interacción y no afectar la normal operación de los sistemas.

Como criterio se considerará incluir la conexión al sistema de monitoreo de todo IED que se instale que forme parte de las instalaciones que exige la Norma Técnica. Por ende, si se requiere, se deberá considerar en el proyecto y compra de suministros la inclusión de equipos concentradores de comunicaciones para transportar los datos de monitoreo al sistema de monitoreo. Así también se deberán considerar en el proyecto la contratación de los servicios necesarios para esta habilitación.

#### **6.5.- SINCRONIZACIÓN HORARIA**

Todos los IED de las subestaciones deberán contar con sincronización horaria que permita mantener el orden de los registros de eventos y oscilografías en caso de fallas u operaciones del sistema. Para habilitar esta sincronización se considera la instalación de relojes maestros (por cada sala) sincronizados con el sistema GPS.

Hasta la fecha el único sistema que se ha comprobado que cumple con las exigencias de precisión de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio es el sistema GPS con conexión por puerto IRIG-B hacia los IED. Por lo que se deberá considerar en los proyectos la habilitación de este sistema y por consiguiente la compra de equipos e insumos necesarios para esta habilitación.

De la información disponible a la fecha, la sincronización por protocolo NTP o SNTP no cumple con la precisión requerida por la NT y el estándar IEEE-1588 (2002 y 2008) ha generado algunos

problemas en subestaciones de otros países por lo que se esperará las modificaciones del estándar para utilizar este sistema.

## **6.6.- ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA PARTICULARES**

### **6.6.1 *Sistema de Desconexión Automática de Carga (SDAC)***

El SDAC es un sistema automático que, en caso de ocurrir una contingencia en una subestación de interconexión y producirse una sobrecarga inaceptable en el sistema eléctrico, reduce la demanda mediante la desconexión secuencial de un conjunto de bloques de carga (transformadores) predefinidos, hasta verificar que ha desaparecido la sobrecarga. Su objetivo es evitar la propagación de la falla al SIC.

El SDAC involucra a las SS/EE de interconexión, de enlace y a algunas SS/EE de bajada.

Mayor información sobre este sistema se encuentra en el Anexo correspondiente.

### **6.6.2 *Esquema Automático de desconexión de línea 110 kV por falla en banco autotransformadores.***

Este esquema realiza la apertura de los interruptores de línea (predeterminada) ante alguna falla en cualquiera de los bancos de autotransformadores de la subestación.,

### **6.6.3 *Esquema Automático de desconexión de línea 110 kV por sobrecarga en banco autotransformadores***

Este esquema realiza la apertura de los interruptores de línea (predeterminada) ante una sobrecarga en cualquiera de los bancos de autotransformadores de la subestación.,

### **6.6.4 *Esquema de Desprendimiento Automático de Carga por contingencia específica (EDACxCE)***

Es un esquema que permite evitar blackout en el SIC frente a contingencias extremas en el sistema de transmisión troncal particularmente ante fallas de doble circuito de las líneas 500 kV Ancoa-Charrúa y 220 kV San Luis – Quillota. Para esto se utilizan protecciones de baja frecuencia que en base a valores determinados realizan la apertura de interruptores de transformadores en diferentes subestaciones de bajada de Grupo Saesa.

## **6.7.- SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN**

Por la importancia de las subestaciones de interconexión en el sistema eléctrico, el SCL realiza las funciones de control, protección y medida mediante unidades separadas.

En general, se utilizan unidades de protección, control y medida para cada posición de la subestación.

### 6.7.1 *Subsistema de control*

#### **Patio 220 kV**

En el patio de 220 kV de una subestación de interconexión se encuentran implementadas las siguientes funciones de control y/o automatismos.

- Control de interruptores y desconectores motorizados. Permite la apertura y cierre de estos equipos en forma local, a pie de equipo (nivel 0), o bien en forma remota (niveles 1, 2 y 3) desde la caseta de control o gabinete de control, interfaz hombre-máquina (IHM) en casa de control o desde el COS respectivamente.
- Despliegue de alarmas y eventos: Permite el aviso oportuno en la subestación y en el COS de cualquier modificación en las señales que están siendo monitoreadas en la subestación para despliegue como eventos y/o alarmas.
- Verificador de sincronismo: Se utiliza para verificar la tensión de una línea con respecto a la barra cuando se desea conectar, producto de su desconexión por operación programada o debido a una falla.

La verificación de sincronismo se puede realizar en las siguientes condiciones de operación:

Línea viva- barra muerta

Línea muerta- barra viva

Línea viva- barra viva

En los automatismos se incluye:

- Transferencia de posición: Permite el reemplazo de una posición de línea o transformador por la posición de transferencia en caso de falla o mantenimiento.

#### **Banco de transformadores**

- Control de desconectores monopoles motorizados (220 kV, 110 kV, neutro y terciario): Permite la apertura y cierre de estos equipos en forma local a pie de equipo (nivel 0), o bien en forma remota (niveles 1, 2 y 3) desde la caseta de control, casa de control o desde el COS respectivamente. La finalidad de estos desconectores es realizar el cambio automático de alguna unidad del banco de autotransformadores.
- Control manual de CTBC de los autotransformadores: Permite el control de los CTBC de cada unidad en los 4 niveles de operación.
- Despliegue de alarmas y eventos: Permite el aviso oportuno en la subestación y en el COS de cualquier modificación en las señales que están siendo monitoreadas en las unidades de transformación para despliegue como eventos y/o alarmas.

En los automatismos se incluye

- Control automático CTBC de los autotransformadores: Con el ajuste de una consigna de operación se realiza el control automático de los CTBC de cada unidad mediante un regulador de tensión.



- Control del sistema de enfriamiento de los autotransformadores: Con la medición de temperatura en el aceite, mediante un monitor de temperatura se controla un grupo de ventiladores para refrigeración del equipo.
- Cambio de unidad en banco de autotransformadores. Permite el cambio de unidad en el banco de autotransformadores por condición de falla o mantenimiento, mediante una secuencia de operación en los desconectores monopolares de 220 kV, 110 kV, neutro y en los desconectores que forman la delta del terciario del autotransformador.

### ***Patio 110 kV***

En el patio de 110 kV se encuentran implementadas las mismas funciones de control y/o automatismos que en 220 kV.

- Control de interruptores y desconectores motorizados. Permite la apertura y cierre de estos equipos en forma local a pie de equipo (nivel 0), o bien en forma remota (niveles 1, 2 y 3) desde la caseta de control, casa de control o desde el COS respectivamente.
- Despliegue de alarmas y eventos: Permite el aviso oportuno en la subestación y en el COS de cualquier modificación en las señales que están siendo monitoreadas en la subestación para despliegue como eventos y/o alarmas.
- Verificador de sincronismo: Se utiliza para verificar la tensión de una línea con respecto a la barra cuando se desea conectar producto de su desconexión por operación programada o debido a una falla.

La verificación de sincronismo se puede realizar en las siguientes condiciones de operación:

- Línea viva- barra muerta
- Línea muerta- barra viva
- Línea viva- barra viva

En los automatismos se incluye:

- Transferencia de posición: Permite el reemplazo de una posición de línea o transformador, por la posición de transferencia en caso de falla o mantenimiento.

### ***Otras instalaciones***

- Despliegue de alarmas y eventos: Permite el despliegue de alarmas y eventos mediante el monitoreo de señales de equipos ubicados en la sala de control, como cargadores de banco baterías y otros.

En los automatismos se incluye:

- Transferencia automática en BT: Permite el respaldo del suministro a los servicios auxiliares de la subestación mediante la conexión/desconexión entre un transformador de servicios auxiliares, alimentación externa desde distribución o grupo generador, en condiciones de falla o mantenimiento.

### 6.7.2 *Subsistemas de protección*

#### **Patio 220 kV**

En el patio de 220 kV de una subestación de interconexión se encuentran implementadas las siguientes funciones de protección.

- **Protección de línea: Protección direccional de distancia de fase y residual.**  
Las protecciones de distancia actúan sobre los interruptores asociados a las posiciones de líneas al detectar una disminución del valor de la impedancia bajo un valor pre-establecido, producto de la ocurrencia de una falla.  
Se encuentran implementadas en forma redundante, es decir, existe una unidad de protección primaria y otra secundaria para conseguir mayor confiabilidad. Es preferible que ambas protecciones sean de distinto fabricante, o de distinto modelo.  
Las protecciones primaria y secundaria son alimentadas en corriente continua desde los dos sistemas diferentes de 125 Vcc existentes en la subestación. Sus disparos se envían a las dos bobinas de los interruptores asociados.  
La alimentación de cada protección debe provenir de núcleos diferentes de los TCs y alambrados independientes desde los TPs.
- **Protección diferencial de barra**  
Esta protección diferencial actúa sobre todos los interruptores del patio de 220 kV, al detectar una diferencia entre las corrientes de entrada y salida de las diferentes posiciones que confluyen a esa barra, producto de una falla en barra.
- **Protección falla de interruptor**  
Esta protección actúa sobre todos los interruptores del patio de 220 kV en caso que alguno de ellos no opere, habiendo recibido orden de apertura de la protección propia de su posición.
- **Esquema redundante de teleprotecciones**  
Para las líneas de 220 kV se deben incluir los equipos necesarios en sus extremos, para constituir un esquema de teleprotecciones redundante. Este esquema tiene como objetivo acelerar la operación de las protecciones de línea, mediante señales de comunicaciones entre los equipos, y cumpliendo un criterio n-1 tanto en equipos como en vías de comunicación.

**Banco de transformadores**

- Protección diferencial del transformador

Esta protección actúa sobre ambos interruptores de las posiciones de transformador en 220 kV y 110 kV respectivamente, al detectar una diferencia entre las corrientes de entrada y salida, producto de una falla dentro del dominio protegido, que corresponde principalmente a la posición del banco autotransformador.

Las corrientes de entrada se toman de los TT/CC ubicados en el lado de 220 kV del banco, y las corrientes de salida se toman de los TT/CC ubicados en el lado de 110 kV del banco.

- Protección de sobrecorriente de fase y residual lado 220 kV.

Esta protección de sobrecorriente opera ambos interruptores de las posiciones de transformador en 220 kV y 110 kV respectivamente, en condiciones de falla (actúa como una protección de respaldo a la protección diferencial).

La señal de corriente se toma de los TT/CC ubicados en el lado de 220 kV del banco.

- Protección de sobrecorriente de fase y residual lado 110 kV.

Esta protección de sobrecorriente opera solamente el interruptor de la posición de transformador en 110 kV.

La señal de corriente se toma de los TT/CC ubicados en el lado de 110 kV del banco

- Protecciones mecánicas del TR

Estas protecciones son propias del transformador y permiten evitar fallas destructivas en estos equipos: relé Buchholz, válvula sobrepresión interna del estanque del transformador o CTBC.

Al activarse cualquiera de estas protecciones mecánicas, operan los interruptores de las posiciones de transformador en 220 kV y 110 kV respectivamente.

- Relé maestro de transformador

Cada una de las protecciones del banco de transformadores, al operar envía su señal a este relé, el cual es quien envía la señal de apertura a los interruptores correspondientes. Además, un contacto de este relé bloquea el cierre de los interruptores, y este bloqueo sólo puede ser eliminado mediante acción manual del personal de operaciones.

Para mayor seguridad de operación, las órdenes de apertura enviadas a través de relé maestro, también se enviarán directamente a los interruptores correspondientes. Para evitar operaciones indeseadas al realizar pruebas, estas órdenes de apertura pasarán por dispositivos de prueba.

**Patio 110 kV**

En el patio de 110 kV de una subestación de interconexión se encuentran implementadas las mismas funciones de protección que en 220 kV.

- Protección de línea: Protección direccional de distancia de fase y residual.  
Las protecciones de distancia actúan sobre los interruptores asociados a las posiciones de líneas al detectar una disminución del valor de la impedancia bajo un valor pre-establecido, producto de la ocurrencia de una falla.  
Se encuentran implementadas en forma redundante, es decir, existe una unidad de protección primaria y otra secundaria para conseguir mayor confiabilidad. Es preferible que ambas protecciones sean de distinto fabricante, o de distinto modelo.  
Las protecciones primaria y secundaria son alimentadas en corriente continua desde los dos sistemas diferentes de 125 Vcc. Sus disparos se envían a las dos bobinas de los interruptores asociados.
- Protección diferencial de barra  
Esta protección diferencial actúa sobre todos los interruptores del patio de 110 kV, al detectar una diferencia entre las corrientes de entrada y salida de las diferentes posiciones que confluyen a esa barra, producto de una falla en barra.
- Protección falla de interruptor  
Esta protección actúa sobre todos los interruptores del patio de 110 kV en caso que alguno de ellos no opere, habiendo recibido orden de apertura de la protección propia de su posición.

**6.7.3 Subsistema de medidas.**

El subsistema de medidas permite monitorear y medir las principales variables de interés en la subestación:

**Patio 220 kV**

- Tensión de la barra principal
- Corriente en cada posición
- Potencia activa de cada posición
- Potencia reactiva de cada posición

**Banco de transformador**

- Potencia Activa
- Potencia Reactiva
- Energía Activa
- Energía Reactiva

- Temperatura de aceite y enrollados
- Posición de tap

***Patio 110 kV***

- Tensión de la barra principal
- Corriente de cada posición
- Potencia activa de cada posición
- Potencia reactiva de cada posición

## 6.8.- SUBESTACIONES DE BAJADA

Las subestaciones de bajada se caracterizan por realizar sólo funciones de control en el patio AT, funciones de control, protección y medida en el patio de transformación y funciones de control, protección y medida en el patio MT.

Los SCL están compuestos por unidades (IEDs) que realizan una o varias de las funciones de protección, control y medida; y tienen capacidad de comunicación.

### 6.8.1 *Subsistema de control*

#### ***Patio AT***

En el patio AT de una subestación de bajada se encuentran implementadas las siguientes funciones de control y/o automatismos.

- Control de interruptores y desconectadores motorizados. Permite la apertura y cierre de estos equipos en forma local a pie de equipo (nivel 0), o bien en forma remota (niveles 1, 2 y 3) desde la casa de control (gabinete de control, interfaz hombre-máquina (IHM)) o desde el COS respectivamente.

En particular, si en los circuitos de entrada existen desconectadores de puesta a tierra motorizados, éstos deberán ser telecontrolados.

- Despliegue de alarmas y eventos: Permite el aviso oportuno en la subestación y en el COS, de cualquier modificación en las señales que están siendo monitoreadas en la subestación para despliegue como eventos y/o alarmas.

En los automatismos se incluye:

- Transferencia automática en AT: permite traspasar la carga de la subestación a un solo circuito de entrada de línea mediante la posición acoplador, en forma automática por pérdida de tensión de un circuito AT
- Transferencia forzada en AT: permite traspasar voluntariamente la carga de la subestación a un solo circuito, o volver a la condición normal.

#### ***Transformador de poder***

- Control de interruptor y/o desconectador motorizado posición transformador: Permite la apertura y cierre de estos equipos en forma local a pie de equipo (nivel 0), o bien en forma remota (niveles 1, 2 y 3).
- Control manual de CTBC de transformador: Permite el control del CTBC en los 4 niveles de operación.
- Despliegue de alarmas y eventos: Permite el aviso oportuno en la subestación y en el COS de cualquier modificación en las señales que están siendo monitoreadas en los transformadores de poder para despliegue como eventos y/o alarmas.

En los automatismos se incluye

- Control automático CTBC de transformador: Con el ajuste de una consigna de operación se realiza el control automático del CTBC mediante un regulador de tensión.
- Control de los ventiladores de los transformadores: Con la medición de temperatura en el aceite, mediante un monitor de temperatura se controlan los ventiladores para refrigeración de los transformadores.
- Aislación de fallas en transformadores: En condición de falla en un transformador que sólo cuenta con un desconectador en el lado AT, este automatismo permite realizar una secuencia de operación en los equipos de maniobra del patio AT para aislar el transformador fallado y restablecer el suministro al resto de los transformadores.

### ***Patio MT***

- Control de interruptores y desconectadores motorizados. Permite la apertura y cierre de estos equipos en forma local a pie de equipo (nivel 0), o bien en forma remota (niveles 1,2 y 3) desde la casa de control o desde el COS respectivamente.
- Despliegue de alarmas y eventos: Permite el aviso oportuno en la subestación y en el COS de cualquier modificación en las señales que están siendo monitoreadas en la subestación para despliegue como eventos y/o alarmas.
- Control de etapas de bancos de condensadores: Permite la conexión/desconexión de etapas en bancos de condensadores, para la inyección de mayor o menor cantidad de reactivos en el sistema.
- Control habilitación/deshabilitación de funciones de protección (baja frecuencia y reconexión de alimentadores): Permite en los 3 niveles de operación (nivel 1, 2 y 3) habilitar/deshabilitar desde la subestación o el COS las funciones de protección de baja frecuencia y reconexión de un alimentador determinado.

En los automatismos se incluye

- Reconexión automática de alimentadores: Permite reconectar en forma automática un alimentador determinado que ha quedado fuera de servicio por una falla en la red de distribución. Este automatismo no es aplicable en alimentadores subterráneos.

En los Anexos se incluye:

- Un listado de señales de estado, eventos y alarmas típicas de una subestación de bajada.
- Lógica de control y enclavamientos para las configuraciones típicas de subestaciones
- Secuencia de operación de automatismos AT.

## 6.8.2 *Subsistema de protección*

### ***Patio AT***

En el patio AT de las subestaciones de bajada no hay protecciones.

### ***Transformador de poder***

Se instalan las siguientes protecciones asociadas al transformador de poder:

- **Sobrecorriente de respaldo lado AT.**  
Ésta corresponde a una protección de respaldo de la protección diferencial de transformador y sobrecorriente de barra.  
Actúa sobre el interruptor AT de posición del transformador, o bien sobre los interruptores de la posición de línea respectiva y acoplador del patio AT, en el caso de que exista sólo desconectador en la posición de transformador. También opera sobre el o los interruptores de la posición MT del transformador.  
La señal de corriente se toma de los TT/CC del lado AT del transformador.
- **Sobrecorriente neutro transformador.**  
Esta protección detecta fallas monofásicas en la posición del transformador y opera sobre los mismos interruptores que la protección anterior.  
La señal de corriente se toma del T/C del neutro del transformador (lado MT en conexión estrella).  
Desde el punto de vista físico, las dos protecciones mencionadas anteriormente están implementadas en un solo equipo que reúne ambas funcionalidades.
- **Protección diferencial del transformador.**  
Esta protección opera sobre los mismos interruptores que las dos protecciones anteriores, al detectar una diferencia entre las corrientes de entrada (lado AT) y salida (lado MT) del transformador.  
La señal de entrada se toma de los TT/CC del lado AT del transformador, y la señal de salida se toma de los TT/CC del lado carga del o de los interruptores MT de la posición transformador.
- **Protecciones mecánicas del transformador.**  
Estas protecciones son propias del transformador y permiten evitar fallas internas destructivas en estos equipos: relé Buchholz, válvula de alivio de presión, válvula de sobrepresión interna del estanque del transformador o CTBC. Si opera cualquiera de ellas, actúan los mismos interruptores indicados en las protecciones anteriores.
- **Relé maestro de transformador**  
Cada una de las protecciones mencionadas anteriormente, al operar envía su señal a este relé, el cual es quien envía la señal de apertura a los interruptores correspondientes. Además, un contacto de este relé bloquea el cierre de los interruptores, y este bloqueo sólo puede ser eliminado mediante acción manual del personal de operaciones.



Para mayor seguridad de operación, las órdenes de apertura enviadas a través de relé maestro, también se enviarán directamente a los interruptores correspondientes. Para evitar operaciones indeseadas al realizar pruebas, estas órdenes de apertura pasarán por dispositivos de prueba.

### ***Patio MT***

Se instalan las siguientes protecciones asociadas al patio MT:

- Protección sobrecorriente de fase y residual de barra.

Esta protección actúa en condiciones de cortocircuito en barra o de cortocircuito en la red de distribución no despejado por el interruptor de alimentador que corresponda. Opera sobre todos los interruptores que aportan o podrían aportar energía a la barra protegida.

La señal de corriente se toma de los TT/CC del interruptor de la posición MT del transformador, ubicados normalmente en el lado fuente.

Esta protección debe tener la capacidad de cambio de grupo de ajustes, a través de la variación de alguna de sus entradas.

- Relé maestro de barra

La protección de sobrecorriente de barra envía su señal al relé maestro de barra, que es el que envía las órdenes de apertura a los interruptores que corresponda, y bloquea su cierre. El relé maestro de barra sólo puede ser “reseteado” en forma manual.

Para mayor seguridad de operación, las órdenes de apertura enviadas a través de relé maestro, también se enviarán directamente a los interruptores correspondientes. Sin embargo, para evitar operaciones indeseadas al realizar pruebas, estas órdenes de apertura pasarán por dispositivos de prueba.

- Esquema de protección diferencial parcial de barra.

Este esquema de protección consiste en hacer llegar a la protección de sobrecorriente de barra la diferencia entre las corrientes de entrada a la barra y las corrientes de salida hacia barras vecinas (por interruptores acopladores). De esta forma, en condiciones normales (acopladores abiertos), la protección sólo está “viendo” la corriente de entrada a la barra. Este esquema de protección tiene utilidad cuando un transformador suministra energía a su propia barra y a una barra vecina, a través del acoplador de MT. Permite selectividad en caso que se produzca una falla en la barra vecina, abriendo en ese caso sólo el interruptor acoplador.

Como se trata de la misma protección de barra, ésta actúa sobre el relé maestro de barra.

Nota: en los proyectos futuros no se continuará implementando este esquema de protección. Esto, debido a su baja probabilidad de actuación en comparación con la probabilidad de operaciones erróneas. Por esto mismo, los interruptores acopladores entre barras se adquieren actualmente sin transformadores de corriente, indispensables para esta función.

- Protección sobrecorriente de fase y residual de alimentador y/o banco de condensadores.  
Esta protección actúa en condiciones de cortocircuito en alimentadores y/o banco de condensadores. Opera sobre el interruptor del alimentador o banco de condensadores respectivo.  
La señal de corriente se toma de los TT/CC del interruptor correspondiente, ubicados normalmente en el lado fuente.
- Protección de desbalance de neutro  
Protección de sobrecorriente que permite detectar desbalance entre fases en un banco de condensadores, producido generalmente por falla en alguno de los vasos. Normalmente, se determina un nivel de alarma y otro nivel de apertura.  
La señal de corriente para la protección se toma del T/C instalado en el neutro que une ambas estrellas del banco de condensadores.
- Esquema de bloqueo de la unidad instantánea en la protección de barra  
Consiste en que al ser detectada una falla por una protección de alimentador (la cual también es detectada por la protección de barra), la protección de alimentador “avisa” a la protección de barra que vio la falla, de modo que ésta última no opere por unidad instantánea.
- Protección de baja frecuencia (por valor absoluto o gradiente).  
Esta protección actúa sobre el interruptor de uno o más alimentadores cuando la frecuencia del sistema eléctrico disminuye de un valor de consigna, o bien cuando la variación de la frecuencia supera en valor absoluto un valor dado, debido a un déficit de generación o sobrecargas en el sistema.  
La señal de entrada de esta protección es la tensión en alguna barra MT (o AT) de la subestación.  
Ver Anexo: Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia
- Protección de potencia inversa.  
Esta protección actúa sobre el interruptor de un alimentador, cuando en condiciones de cortocircuito en barra, un cliente generador aporta flujo en sentido inverso a la falla.  
Más detalles sobre este esquema se describen en el Anexo “Protección y Control en Alimentadores con aporte de Generación”.

### 6.8.3 ***Subsistema de medidas.***

El subsistema de medidas permite monitorear y medir las siguientes variables de interés en la subestación

#### ***Transformador de poder***

Medidas relacionadas con el transformador de poder:

- Corriente
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Energía activa y reactiva (para el COS)
- Energía activa y reactiva (para facturación o control de pérdidas)
- Temperatura de aceite y enrollados
- Posición del CTBC

#### ***Patio MT***

Medidas relacionadas con el patio MT:

- Tensión de la(s) barra(s) MT
- Corriente en alimentadores y bancos de condensadores
- Potencia activa en alimentadores y bancos de condensadores
- Potencia reactiva en alimentadores y bancos de condensadores

## 7. SISTEMAS DE COMUNICACIONES

Los sistemas de comunicación de las subestaciones de Grupo Saesa se encargan de enviar la información desde su fuente hasta los equipos o usuarios que la utilizan.

Se pueden clasificar dos tipos de comunicaciones en las Subestaciones:

- Comunicaciones Externas
- Comunicaciones Internas

### 7.1.- COMUNICACIONES EXTERNAS

Las comunicaciones externas, transportan la información desde las subestaciones hacia los Centros de Procesamiento de Datos (CPD) ubicados en el Edificio Corporativo (Santa Rosa) y el edificio de Panamericana.

Las vías de comunicaciones externas pueden ser propias o arrendadas a terceros. En cada caso se evaluará técnica y económicamente las alternativas, y se seleccionará aquella que garantice las mejores prestaciones a un menor costo.

Hasta el momento existen varias tecnologías de transporte: Fibra óptica, OPGW, Microondas, Onda Portadora en alta tensión (OPAT), Par de cobre, Enlaces de Radio UHF analógico y digital. Pero se ha definido que los nuevos enlaces serán de capacidades mínimas de transporte de tramas E1 (Microondas-Fibra Óptica)

En las comunicaciones externas se utiliza un único medio de transporte para llevar todos los servicios operativos que la subestación requiere..

La información referida al diseño de la red de comunicaciones externas con que se transportarán los datos de las subestaciones se encuentra disponible en el documento Plan de Telecomunicaciones de Grupo Saesa.

La comunicación de los datos para operación de las subestaciones que se envían al sistema SCADA se realiza con los siguientes protocolos:

- DNP 3.0
- DNP 3.1 (nuevo)
- IEC 60870 101 Perfil Endesa España
- IEC 60870 104 Perfil Endesa España (nuevo)

Además de las vías de comunicación de datos de las Subestaciones es necesario habilitar enlaces de voz en cada subestación, ya sea con un anexo de la red telefónica corporativa o un número público.

Normalmente en cada subestación se requiere como mínimo:

- Un anexo de la central propia de la empresa para comunicación con el despacho, con otras reparticiones y con el exterior. Si lo anterior no es técnicamente factible, puede considerarse otras alternativas tales como un teléfono de la red conmutado comercial.
- Un enlace de radio (UHF).

## **7.2.- COMUNICACIONES INTERNAS.**

Las comunicaciones al interior de una Subestación satisfacen las siguientes necesidades:

- Requerimientos operacionales.
- Otros servicios.

### **7.2.1 Comunicaciones para requerimientos operacionales.**

Son todas las comunicaciones al interior de las subestaciones que permiten el intercambio de información de equipos y la comunicación del personal para la operación del sistema.

#### **Comunicaciones de Voz.**

En las subestaciones de interconexión se instala un pequeño sistema telefónico, tal que permita la comunicación de voz entre las distintas instalaciones dentro de la subestación.

#### **Comunicaciones de Datos.**

Al instalar un SCL en una subestación se requiere habilitar un sistema de comunicación de datos, para recibir la información de los equipos de operación de la subestación.

En la actualidad existen funcionando varios protocolos de comunicación que dependen de los proveedores de los SCL y que configuran su propia topología de comunicaciones. Estos son:

- Procome en los sistemas ZIV
- Lonworks en los sistemas EFACEC
- Courier en los equipos KMIDOS
- DNP 3.0 en el SCL de S/E El Salto
- IEC 60870-103 en el SCL de S/E Alonso de Córdova

Esto implica que al momento de ampliar una subestación, en la mayoría de los casos, se opte por usar equipos de la misma marca de los que ya están instalados; de lo contrario se deben instalar conversores de protocolo para que se puedan comunicar los equipos entre sí.

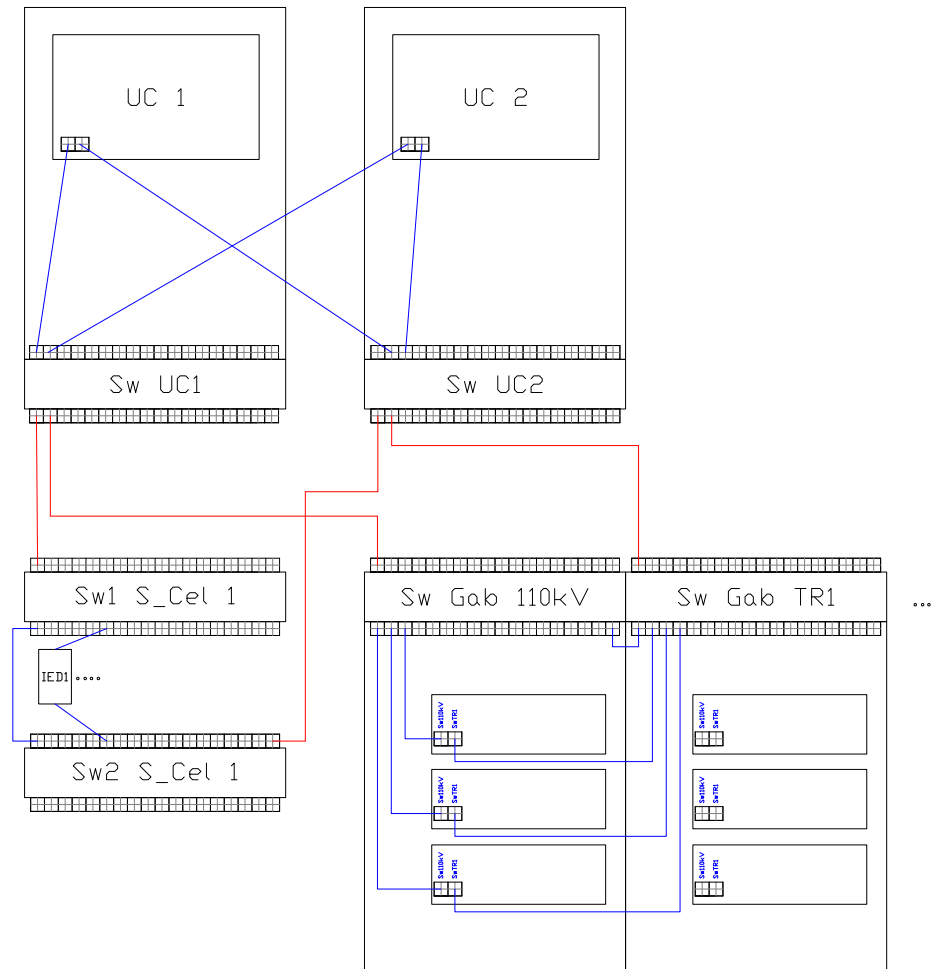
Como evolución natural de todas las subestaciones en que se instalen SCL se ha definido la utilización de equipos con el protocolo IEC 61850, que corresponde a una norma internacional y que deberá ser compatible con todos los fabricantes de equipos. Según este criterio se ha definido la utilización de un protocolo y topología de comunicaciones estándar para todas las construcciones de Subestaciones futuras y posible ampliación/upgrade de los sistemas existentes.

#### **Red de comunicaciones operativas con estándar IEC-61850.**

Los IEDs (Dispositivo Electrónico Inteligente) que se instalen, que cumplen con el protocolo 61850, deben tener disponibles puertos de red Ethernet, ya que esta red Ethernet es la que conformará el sistema de comunicaciones para la subestación. Esta red estará compuesta por IEDs, Cables UTP, Cables de Fibra Óptica Multimodo, Switchs Ethernet y Unidades de Control.

#### **Topología de red de comunicaciones.**

Se ha definido una topología de red en que exista redundancia n-1 en caso de corte de cualquier enlace de la red (cables) o pérdida de algún equipo de comunicaciones (switch). Esto significa que existirá una red de comunicaciones duplicada. Para esto se considera el modelo de conexión presentado en la figura siguiente.



Se ha considerado que el cambio automático de la Unidad de Control Principal a la Unidad de Control Secundaria sólo ocurrirá cuando haya algún inconveniente en la Unidad de Control y no porque existan problemas en la red de comunicaciones asociada. Es por esto que se ha definido que las 2 redes existentes se conectarán a las 2 UC.

### **Niveles de Red.**

Según su funcionamiento y ubicación se definen tres niveles de red:

- **Nivel 1:** Etapa de adquisición de datos en que se tiene conexión directa con los generadores de información (IED). Los equipos de este nivel estarán ubicados lo más cercano posible de los IED, es decir en la misma estructura de las celdas de media tensión o bien en algún gabinete que se instale en la sala de celdas o en los gabinetes de control

en el caso de equipos de patio 110kV o transformadores. Por la corta distancia de los enlaces, costos asociados y estandarización de los IED se utilizará en este nivel cables UTP con conectores RJ-45. (Azul)

- Nivel 2: Etapa de transporte de datos agrupados, en este caso se trata de comunicación entre los switch que reúnen los datos de varios IED hacia los switch que recopilan la información de toda la subestación para las Unidades de Control. En este caso existirán cableados más largos (conectan las salas de celdas con la sala de control) y deberán estar respaldados en caso de algún corte de cable. Por las distancias involucradas (posiblemente superiores a 100[m]) se ha definido el uso de fibra óptica multimodo con conectores ST para este nivel de red. (Rojo)
- Nivel 3: Comunicación entre las unidades Centrales y los switch que recopilan la información de toda la subestación. Esta comunicación se da al interior de los gabinetes de las unidades de control (lugar donde están ubicados los switch recolectores de información de la subestación). Cada switch deberá comunicarse con ambas unidades centrales. Y por los largos involucrados en las conexiones y la estandarización de los equipos se utilizará cable UTP con conectores RJ-45. (Azul)

#### ***Envío de Información a Unidades de Control.***

Para manejar el tráfico que generen los IED se ha considerado que se deberán establecer prioridades de envío de información. Se priorizará la información de control y cambio de estados por sobre las medidas. Las medidas se informarán por eventos (ejemplo cambio de tensión en un x%) y se dejará con baja prioridad el reporte de los valores medidos cada cierto período de tiempo.

#### ***Otros.***

Hasta el momento no se ha definido la utilización de SV (Sampled Values)<sup>3</sup> a través de la red de comunicaciones sino que sólo el reporte de medidas de los IED hacia las Unidades de Control.

La posibilidad de habilitar señales a través de mensajes GOOSE<sup>4</sup> se ha aceptado como evaluación para tareas no críticas, siempre que exista un respaldo alambrado con la señal, de modo de deshabilitar el sistema en caso de inseguridad del funcionamiento.

Todos los equipos de comunicaciones utilizados deberán ser alimentados en +125Vcc, sin la utilización de convertidores externos y deberán demostrar que su funcionamiento está probado para instalaciones industriales o de movimiento de energía.

Para mayor información, ver Anexo “Criterios de diseño e instalación de los sistemas de comunicaciones en subestaciones”

---

<sup>3</sup> Sampled Values: Envío de valores medidos por la vía de comunicaciones (corrientes, voltajes, etc.) los que pueden ser utilizados por otros IED. Tecnología disponible con el protocolo 61850.

<sup>4</sup> Mensajes GOOSE: Mensajes entre IED de alta prioridad; permite enviar comandos, alarmas o trips por la red de comunicaciones, que podrán ser utilizados por otros dispositivos.

### 7.2.2 *Comunicaciones para otros servicios.*

Se trata de servicios que, si bien no son imprescindibles en los proyectos de subestaciones, sirven para dar otros tipos de respaldos, por ejemplo mayor seguridad o mejor acceso a información.

Para estos servicios se ha definido establecer una red de comunicaciones con tecnología IP tanto interna como externa a la subestación.

Entre éstos destacan:

#### ***Datos de Mantenimiento o Ingeniería***

Para el envío de la información de oscilografías, ajustes y parámetros de los IED es necesario habilitar una red de comunicaciones interna en la subestación y dar una vía de comunicaciones de salida hacia la red corporativa.

#### ***Sistema de Videovigilancia o Televigilancia***

Este sistema está destinado a mejorar la seguridad de las instalaciones, desincentivando el ingreso de intrusos, atentados u otras acciones contra la propiedad de la compañía. Cuenta con una red de comunicaciones al interior de la subestación y requiere una vía de comunicación de salida hacia el CPD.

#### ***Conexión a Red Corporativa***

Para tener acceso a las herramientas corporativas, a las bases de datos con información de los equipos y poder conectarse a Internet desde las subestaciones se ha definido que se implementará una red Ethernet en las subestaciones donde se defina su necesidad.

#### ***Sistema de Desprendimiento Automático de Carga SDAC***

Para habilitar el sistema SDAC se ha dotado de vías de comunicación IP a varias subestaciones. En caso de que se requiera agregar más subestaciones al sistema se deberá habilitar enlaces de comunicación IP desde las subestaciones hacia los CPD.



## 8. SERVICIOS AUXILIARES

### 8.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL

Son el conjunto de instalaciones formadas por fuentes de corriente alterna y continua, que se usan para la alimentación propia de la subestación.

Las fuentes en corriente alterna son de 220/380 V y las de corriente continua son de 125 Vcc y 48 Vcc.

### 8.2.- SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE ALTERNA

#### 8.2.1 *Subestaciones de interconexión*

En una subestación de interconexión de 400 MVA (primera etapa), los servicios auxiliares de corriente alterna son suministrados por:

- Un transformador (TSA1, típicamente de 150 kVA) alimentado desde el terciario del banco de autotransformadores.
- Un transformador de 300 kVA (TSA2, instalado para la construcción de la subestación), alimentado desde la red de distribución externa.
- Un grupo generador (G. G.).

Mediante transferencia automática se cambia de una fuente a la otra, en el mismo orden señalado anteriormente, en caso de mantenimiento o falla.

La transferencia automática entre TSA1 y TSA2 opera de la siguiente forma: se define por ejemplo a TSA1 como fuente principal; en caso de detectarse pérdida de tensión en TSA1, se transfiere el suministro a TSA2; y al normalizarse la tensión en TSA1, se transfiere de vuelta el suministro a TSA1.

Para el grupo generador, que es una fuente de respaldo y cuenta con su propia transferencia automática (T.A.G.G.), la energía normal de la red corresponde a la salida de la transferencia automática entre TSA1 y TSA2. En caso, de detectarse falta de tensión en esa salida, parte el grupo generador.

En una subestación de interconexión de 800 MVA, se mantienen las fuentes de corriente alterna anteriores y se agrega un transformador (de 150 kVA o más, según los requerimientos de los consumos), alimentado desde el terciario del banco de autotransformadores N° 2. En este caso, la transferencia automática incorpora este nuevo transformador, en lugar del transformador de la red externa; este último puede quedar como una fuente independiente para atender servicios especiales (por ejemplo, regeneración del aceite de transformadores).

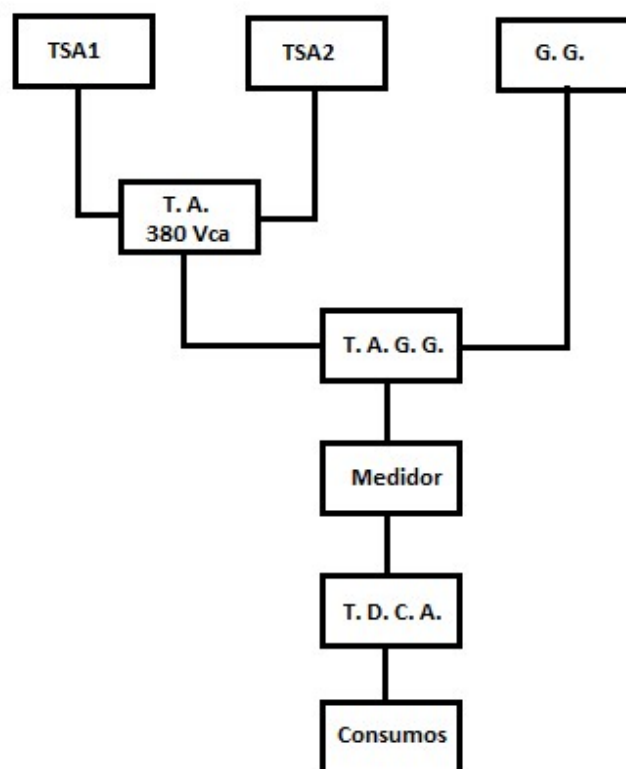
Aguas abajo del tablero de transferencia automática se instala el tablero de distribución de corriente alterna (TDCA) y el medidor de energía de los servicios auxiliares.

Los principales circuitos de corriente alterna corresponden a los siguientes servicios:

- Refrigeración de transformadores de poder (ventiladores).
- Calefacción de gabinetes, principalmente de los equipos ubicados a la intemperie.

- Alumbrado de la subestación.
- Instalación eléctrica de casa de control y casetas de protecciones (incluyendo el importante consumo de aire acondicionado o climatización).
- Cargadores de baterías.
- Centros de carga destinados a la conexión de equipos y/o herramientas para labores de mantenimiento o construcción.

En la siguiente figura se representa esquemáticamente el sistema de corriente alterna recién descrito.



### 8.2.2 Subestaciones de bajada

En una subestación de bajada, los servicios auxiliares de corriente alterna son suministrados por 2 transformadores (típicamente de 75 kVA cada uno), energizados desde barras de media tensión (12 ó 23 kV). Dichas barras de MT se eligen de tal modo que correspondan a transformadores AT/MT energizados desde circuitos de AT distintos.

En ciertos casos, cuando hay consumos especiales en la subestación, se utilizan transformadores de mayor capacidad, de acuerdo a lo indicado por la respectiva memoria de cálculo.

Mediante transferencia automática se cambia de una fuente a la otra, en caso de mantenimiento o falla.

En la primera etapa de construcción de la subestación, se instala un transformador de 300 kVA energizado desde la red de distribución. Este transformador se mantiene como segunda fuente para la transferencia automática, hasta que se instala el segundo transformador de SSAA propio de la subestación.

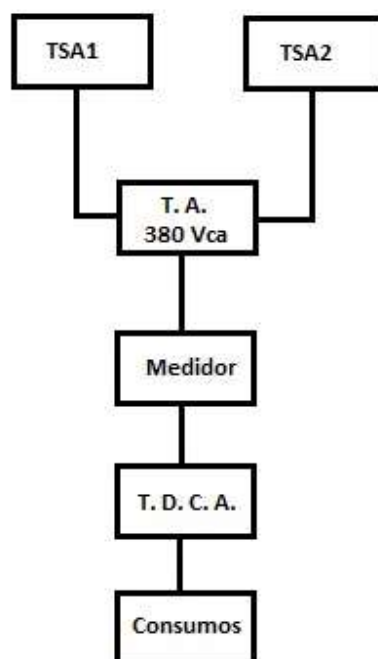
Con ocasión de los trabajos de ampliación en las subestaciones existentes, se aplica el criterio general de reemplazar los transformadores de SSAA existentes que sean de menor capacidad (usualmente 45 kVA) por transformadores de capacidad normalizada. Lo anterior, con excepción de algunas subestaciones pequeñas sin posibilidades de mayor crecimiento.

Aplicando un criterio de seguridad más estricto para las “SS/EE relevantes”, se recomienda instalar en estos casos un grupo generador de respaldo (por ejemplo, S/E Florida).

Aguas abajo del tablero de transferencia automática se instala el tablero de distribución de corriente alterna (TDCA) y el medidor de energía de los servicios auxiliares.

Los principales circuitos de corriente alterna son similares a los de las subestaciones de interconexión.

En la siguiente figura se representa esquemáticamente el sistema de corriente alterna.



### 8.3.- CENTROS DE CARGA

En muchas subestaciones se han instalado reflectores halógenos (sobre postes o estructuras) para facilitar labores de mantenimiento o de operación a pie de equipo.

En los proyectos futuros se considerará sólo la instalación de alumbrado de patio descrita anteriormente.

Como las labores de mantenimiento u operación son efectuadas por personal colaborador, dicho personal deberá llevar sus propios equipos portátiles de iluminación para sus labores en horario nocturno..

Para este fin se considerará la instalación de centros de carga (enchufes), ubicados en diferentes sectores de la subestación, y separados entre sí no más de 50 metros, que faciliten la instalación de focos portátiles para las labores de trabajo nocturno.

Los centros de carga están concebidos también para la conexión de equipos y herramientas eléctricas, en trabajos de mantenimiento o construcción. Se distinguen dos tipos de centros de carga:

1) Centro de carga con conmutador de fuente de alimentación (tipo 1).

Consiste en un gabinete tipo intemperie con un conmutador manual, que permite la conexión de los centros de carga a dos fuentes de alimentación distintas y además, incorpora dos (2) enchufes, uno bifásico 2x40A y otro trifásico de 3x50A. Su instalación debe ser cercana a los transformadores de SS/AA de la subestación.

2) Centro de carga estándar (tipo 2):

Compuesto por un gabinete tipo intemperie con dos (2) enchufes, uno bifásico 2x32A y otro trifásico de 3x40A. (CHI-20705)

El centro de carga tipo 1 se conecta directamente a la baja tensión de los transformadores de SS/AA y los centros de carga tipo 2 se alimentan desde el centro de carga tipo 1.

Los centros de carga no incluyen protecciones diferenciales; estos dispositivos deben ser considerados por cada usuario al momento de realizar sus trabajos.

#### **8.4.- SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA DE 125 Vcc**

Estos servicios auxiliares están destinados a los sistemas de protecciones y control de las subestaciones.

Están conformados por bancos de baterías con sus correspondientes cargadores.

Las baterías son actualmente del tipo selladas, "libres de mantenimiento". Una ventaja de estas baterías es que no se expelen gases explosivos al ambiente ni se derraman líquidos peligrosos. Sin embargo, requieren ser verificadas periódicamente en cuanto a la tensión medida en sus terminales.

El dimensionamiento de las baterías se basa en lograr una autonomía de 8 horas.

Los bancos de baterías se instalan normalmente sobre estructuras metálicas, las cuales se fijan al piso de la sala de baterías. Debe garantizarse el diseño sismo-resistente de esta instalación.

Los cargadores de baterías son electrónicos, con protecciones de sobrecarga y de cortocircuito, en el lado de corriente alterna y en el de continua.

El sistema de 125 Vcc es flotante (ninguno de los polos está conectado a tierra). En este sentido, es muy importante la detección de la falla “polo a tierra”. Esta función de detección radica en los cargadores de baterías.

#### 8.4.1 ***Subestaciones de interconexión***

En estas subestaciones los SS/AA de 125 Vcc están conformados por:

- 2 bancos de baterías (típicamente de 400 AH).
- 2 cargadores de baterías (corriente de salida de 100 A).
- 2 tableros de distribución de C.C. (T.D.C.C.)

De este modo, se cuenta con dos fuentes de 125 Vcc, conformada cada una por un banco y su respectivo cargador.

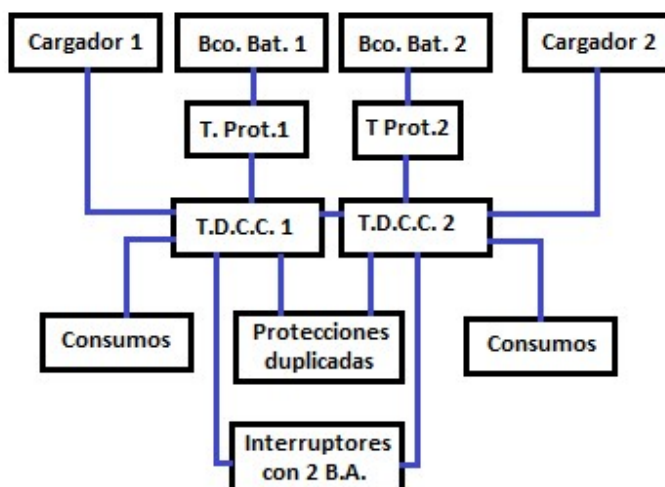
Los principales consumos son:

- Alimentación de sistemas o esquemas de control (SCL, EDAC, SDAC, UTRs, etc)
- Circuitos de apertura y cierre de interruptores y desconectadores
- Motores de interruptores y desconectadores
- Alimentación de protecciones

En general, los consumos se reparten en los T.D.C.C. de modo que resulte una distribución de cargas equilibrada.

Hay algunos equipos duplicados, o con componentes duplicados, por razones de confiabilidad. Es el caso de las protecciones de líneas, en que existe protección primaria y secundaria, y el caso de los interruptores en que existen dos bobinas de apertura. Para estos casos, los equipos o componentes duplicados se alimentan desde tableros de distribución diferentes, para lograr la mejor confiabilidad.

En la siguiente figura se representa esquemáticamente el sistema de corriente continua de 125 Vcc.



#### 8.4.2 Subestaciones de bajada

En estas subestaciones los SS/AA de 125 Vcc están conformados por:

- 1 banco de baterías (típicamente de 200 AH).
- 1 cargador de baterías (corriente de salida de 30 A).
- 1 tablero de distribución de C.C. (T.D.C.C.)

Los consumos son similares a los de las subestaciones de interconexión, y todos se conectan al T.D.C.C., pues se dispone de una fuente única de alimentación.

#### 8.5.- SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA 48 Vcc

Estos servicios auxiliares están destinados a los sistemas de telecomunicaciones de las SS/EE.

En la mayoría de las subestaciones están conformados por 1 banco de baterías (típicamente de 72 AH) con su correspondiente cargador (típicamente de 15 A).

Las baterías son del tipo selladas, libres de mantenimiento.

El dimensionamiento de las baterías se basa en lograr una autonomía de 8 horas.

Los cargadores son electrónicos, con protecciones de sobrecarga y de cortocircuito, en el lado de corriente alterna y en el de continua.

En las últimas instalaciones se han adoptado las siguientes innovaciones:

1. Suministro de banco de baterías y cargador 48 Vcc en un solo gabinete
2. Suministro de los 48 Vcc mediante 2 convertidores 125/48 Vcc

En el último caso, que constituye el criterio vigente, el sistema de 48 Vcc se alimenta desde el sistema de 125 Vcc, y se debe garantizar el criterio de respaldo (2 conversores) para asegurar la confiabilidad de los sistemas de comunicaciones.

## 9. ALUMBRADO DE SUBESTACIONES

Las subestaciones deben estar equipadas con un sistema de iluminación tal que permita al personal de operación, mantenimiento y vigilancia realizar eficazmente sus labores en horario nocturno.

Los principales objetivos de este sistema son:

- Permitir el tránsito de personas y vehículos en forma segura
- Proveer suficiente iluminación para la operación segura de los equipos
- Permitir la adecuada inspección ocular de los equipos e instalaciones
- Permitir el desarrollo de trabajos de mantenimiento en horario nocturno
- Lograr niveles de iluminación adecuados con equipos de bajo consumo y alta eficiencia

Los principales tipos de alumbrado existentes en una subestación son:

- Alumbrado de patio.
- Alumbrado interior

### 9.1.- ALUMBRADO DE PATIO

El alumbrado de patio permite la iluminación general de la subestación, principalmente en la entrada principal, caminos interiores y patios de alta tensión y media tensión según corresponda. En muchas subestaciones el alumbrado de patio está compuesto por luminarias de vapor de sodio o mercurio, de 400 W, montadas principalmente en postes y distribuidas en forma uniforme en la subestación, facilitando la visión nocturna para el libre tránsito del personal en el interior de la subestación.

Actualmente, cobra mayor importancia la eficiencia energética. Por tanto, en los proyectos futuros se utilizarán luminarias de tecnología moderna (en base a leds, o de inducción), evaluando su conveniencia.

Para el alumbrado de patio, se estima adecuado definir dos niveles mínimos de iluminación: 10 lux y 20 lux. El primer nivel de 10 lux es para iluminación básica, cuando en horario nocturno no hay personal en la subestación. El segundo nivel de 20 lux se activará cuando haya presencia de personal en la subestación, ya sea por mantenimiento, operación, vigilancia u otra labor.

La acción de encendido y apagado es controlada por celda(s) fotoeléctrica(s) y comandada desde de un tablero de distribución de alumbrado.

En los proyectos futuros, el alumbrado de patio se integrará al sistema de seguridad de la subestación (central de alarmas ), de modo que el nivel de iluminación de 20 lux se active cuando el sistema de seguridad detecte presencia de personal en la subestación y se desactive cuando el personal se retire.

Otros requisitos asociados al control del alumbrado son los siguientes:

- Debe existir la posibilidad de efectuar pruebas manuales del alumbrado, en la S/E



- Si la central de alarmas detecta intrusión, debe activarse el nivel alto de alumbrado (20 lux)
- No se considera necesario efectuar telecontrol sobre el alumbrado

## **9.2.- ALUMBRADO INTERIOR**

El alumbrado interior corresponde al que se instala principalmente en casas de control y salas de celdas.

Está compuesto principalmente por tubos fluorescentes, operados mediante interruptores instalados en los respectivos accesos.

El diseño de este alumbrado interior debe permitir un nivel mínimo de iluminación de 300 lux.

No deben incluirse luminarias en la parte exterior de estas edificaciones, ya que se cuenta con el alumbrado general de patio que es suficiente.

En los proyectos futuros, se integrará este alumbrado interior al sistema de seguridad de la subestación, de tal modo que quede completamente desactivado cuando el personal salga de la subestación. De esta forma se evitará que involuntariamente queden luces encendidas.

En las casas de control y salas de celdas debe incluirse la instalación de alumbrado de emergencia.

## 10. BANCOS DE CONDENSADORES

La instalación de bancos de condensadores en las subestaciones de poder tiene como propósito la inyección de reactivos al sistema de Grupo Saesa, tanto en alta como en media tensión.

El principal objetivo que se persigue es el mejoramiento del factor de potencia, evitando o reduciendo el pago de multas o compensaciones a los generadores. En forma adicional, se utilizan para mejorar el perfil de tensión en barras, especialmente las asociadas a transformadores sin cambiador de derivaciones bajo carga.

El dimensionamiento de la cantidad de reactivos a instalar, su localización óptima, así como los efectos de corrientes armónicas y resonancia son aspectos a determinar por estudios de planificación, que sobrepasan el alcance de este documento.

Las principales características de diseño de los bancos de condensadores AT y MT son las siguientes:

### 10.1.-BANCOS DE CONDENSADORES AT

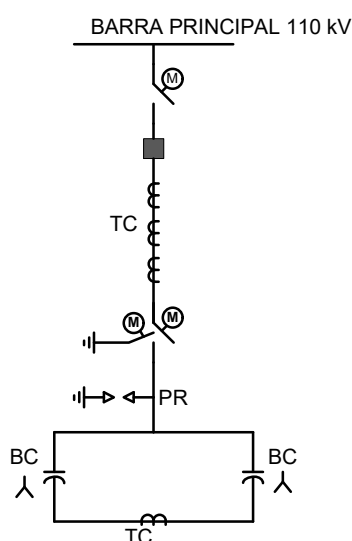
Se instalan en las subestaciones de interconexión, en el nivel de 110 kV.

Su capacidad normalizada es de 40 MVar, ampliables en etapas sucesivas hasta 120 MVar.

Se conectan a la barra principal de 110 kV mediante una posición compuesta por los siguientes equipos:

- 1 Interruptor de operación monopolar.
- 2 Desconectadores tripolares motorizados, uno de ellos con puesta a tierra para aterrizar el banco.
- 3 Transformadores de corriente.
- 3 Pararrayos.
- Transformador de corriente (desbalance de neutro)

A continuación se muestra el diagrama unilineal de la conexión del banco de condensadores en 110 kV.



Para disminuir los efectos transitorios, la conexión del banco utiliza un sistema de cierre denominado “cruce por cero”. En dicho sistema, una unidad de control ordena el cierre de cada polo en forma sincronizada.

La configuración de conexión del banco es en doble estrella con neutro levantado de tierra. Los neutros de cada estrella se conectan a través de un transformador de corriente que, en caso de falla en uno de los capacitores, detecta una corriente de desbalance, dando alarma u ordenando apertura del interruptor.

El banco de condensadores se diseña actualmente de forma que para su ampliación sólo se requiera la incorporación de los capacitores correspondientes, para alcanzar la capacidad reactiva deseada (80 y 120 MVar). De esta forma, la capacidad a conectar/desconectar de la barra de 110 kV será siempre una sola: 40, 80 ó 120 MVar, controlada por el interruptor de la posición.

Sin embargo, es posible también evaluar la alternativa de diseñar el banco con una modularización diferente, por ejemplo una etapa de 80 MVar y otra de 40 MVar, lo cual tiene la ventaja de una mayor flexibilidad, pero la desventaja de un mayor costo en equipos.

#### **10.2.-BANCOS DE CONDENSADORES MT**

Se instalan en subestaciones de bajada, tanto en 12 como en 23 kV.

Se conectan a la barra de media tensión (patio abierto o celda) mediante una posición de banco de condensadores, la cual es similar a una posición de alimentador con funciones adicionales de protección.

La configuración del banco es en doble estrella con neutro levantado de tierra. Los neutros de cada estrella se conectan a través de un transformador de corriente que, en caso de falla en uno de los capacitores, detecta una corriente de desbalance, dando alarma u ordenando apertura del interruptor.

En general se instalan bancos de condensadores en celdas metálicas (metal enclosed) tipo intemperie, que ocupan relativamente poco espacio. En caso que la subestación cuente con suficiente espacio, se instalan bancos de condensadores con equipos tipo patio abierto.

La adquisición de bancos de condensadores se efectúa utilizando la Especificación Corporativa E-SE-009 “Bancos de condensadores de M.T. para uso en subestaciones”. En este documento se encuentran detalladas diversas exigencias y características constructivas de estos equipos.

#### **Banco de condensadores en celdas metálicas.**

Para transformadores de 50 MVA la capacidad normalizada de un banco de condensadores es de 9,6 MVar, compuesto por 4 etapas de 2,4 MVar cada una. Estas etapas permiten la conexión o desconexión de potencia reactiva en forma progresiva, ajustando la capacidad del banco a la demanda por reactivos. En el estudio específico de planificación se debiera precisar la cantidad de etapas de un determinado banco (con un máximo de 4), así como la conveniencia de tener sólo etapas de 2,4 MVar, o una combinación de 2,4 y 4,8 MVar.

Cada etapa del banco tiene un switch, de operación en vacío, que permite su conexión/desconexión. Este elemento utiliza el sistema de cierre denominado “cruce por cero”,

en el que una unidad de control ordena el cierre de cada polo del switch en forma sincronizada. El switch es un equipo sólo de operación normal y no está dimensionado para abrir corrientes de cortocircuito, por lo que todas las protecciones actúan sobre el interruptor de la posición del patio o celda MT.

La configuración de cada etapa del banco es en doble estrella con neutro levantado de tierra. Los neutros de cada estrella se conectan a través de un transformador de corriente que, en caso de falla en uno de los capacitores, detecta una corriente de desbalance, dando alarma u ordenando apertura del interruptor.

En los bancos de condensadores con etapas, se ha instalado un sistema de control que tiene la capacidad de comandar en forma automática la conexión y desconexión de cada etapa, según la potencia reactiva y la tensión de la barra. Sin embargo, como la práctica actual es conectar/desconectar cada etapa en forma manual desde el COS, en los futuros bancos no se incluirá este sistema de control, a menos que para algún caso particular se justifique su necesidad.

Asimismo, se recomienda incorporar un sistema de extinción de incendio, con alarma al cuadro anunciador y al Despacho, en la Especificación Corporativa.

#### **Banco de condensadores tipo patio abierto.**

Los bancos de condensadores tipo patio abierto se construyen con una sola etapa, de la capacidad definida en el estudio de planificación (4,8 – 7,2 – ó 9,6 MVar).

El equipo de maniobra y protección del banco es un interruptor, que puede instalarse en un patio abierto o puede pertenecer a un conjunto de celdas MT. En algún caso, incluso puede instalarse en el recinto mismo del banco de condensadores.

En el recinto del banco de condensadores se instala un desconectador tripolar (para la conexión del banco), con puesta a tierra para aterrizar el banco. Se instalan, además, pararrayos como elementos de protección de sobretensiones.

Los condensadores se instalan en estructuras metálicas, formando la configuración de doble estrella con neutro levantado de tierra. Entre los neutros de cada estrella se instala el transformador de corriente para la detección de la corriente de desbalance. Cada condensador se protege mediante un fusible externo.

Como medida de seguridad para el personal, el recinto ocupado por el banco de condensadores se rodea con un cierre de protección.

## 11. MALLA DE PUESTA A TIERRA

### 11.1.-DESCRIPCIÓN GENERAL

La malla de puesta a tierra es uno de los principales elementos de seguridad en las subestaciones. De hecho, la norma NCH Elec. 4/2003 que regula el diseño, ejecución y operación de las instalaciones eléctricas en nuestro país, establece lo siguiente:

*“Toda pieza conductora que pertenezca a la instalación eléctrica, o forme parte de un campo eléctrico y no sea parte integrante del circuito, debe conectarse a una puesta a tierra de protección para evitar tensiones de contacto peligrosas”*

A ella se conectan los equipos de poder, las estructuras, los equipos de protección y control y los sistemas de comunicaciones.

Los objetivos básicos que se persiguen al construir una puesta a tierra son múltiples y tienen relación con aspectos de seguridad de operación y aspectos técnicos, como son:

- Asegurar que las personas presentes en las subestaciones y/o en la vecindad de las subestaciones no queden expuestas a potenciales peligrosos, bajo condiciones de régimen permanente o falla.
- Asegurar el funcionamiento de las protecciones ante una situación anómala, que pueda provocar peligro tanto para las personas como para el sistema eléctrico.
- Proveer de un camino de fuga (de baja impedancia) para corrientes de falla.
- Mantener los voltajes del sistema dentro de los límites razonables en condiciones de falla (sean estas atmosféricas, ondas de maniobra o contacto con sistemas de mayor voltaje), de modo que no superen los voltajes de ruptura dieléctrica de las aislaciones.
- Proporcionar una plataforma equipotencial, o bien, un voltaje de referencia sobre el cual puedan operar equipos electrónicos.
- Evitar la presencia de voltajes peligrosos en las estructuras.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Para alcanzar estos objetivos, en el diseño de la malla de puesta a tierra se debe procurar que los potenciales que se distribuyen en el terreno al momento de una falla o cortocircuito a tierra no sean peligrosos para las personas que deambulan en la subestación y sus alrededores.

### 11.2.-DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El diseño del sistema de puesta a tierra para una nueva subestación, o su revisión con ocasión de proyectos de ampliación de capacidad de subestaciones existentes, se efectúa de acuerdo a la norma internacional IEEE 80-2000 “Guide for safety in AC substation grounding”, registrando los antecedentes y resultados en una memoria de cálculo.

Al aplicar esta norma, en el análisis teórico se adoptan parámetros exigentes (conservadores), tales como:

- Para el cálculo de los voltajes tolerables, que son inversamente proporcionales al tiempo de operación de las protecciones, se considera el tiempo de operación de una protección de respaldo, típicamente 0,4 seg

- Para el mismo cálculo, la norma da las alternativas de considerar personas de distinto peso (50 ó 70 kg.); se adopta el criterio más estricto: 50 kg.

Al realizar el estudio particular para una subestación nueva o existente, se deben considerar los siguientes aspectos según sea aplicable:

- Resistividad del terreno por medio de un modelamiento de dos o más capas diferentes.
- Características del sistema eléctrico, y más específicamente corrientes de cortocircuito a tierra en las subestaciones.
- Los planos de malla de puesta a tierra (planta y detalles) en una disposición general de los equipos.
- Últimas mediciones de resistencia de la malla de puesta a tierra.
- Visitas a terreno de modo de visualizar y comprobar la forma en que va dispuesto todo el equipamiento, en cuanto a conductores, capa superficial, tomas a tierra, amplitud de la malla (según planos), entre otros.

### 11.3.-CRITERIOS PARTICULARES DE DISEÑO DEL SISTEMA PUESTA A TIERRA

El diseño de la malla de puesta a tierra subterránea corresponde a una malla reticulada instalada a una profundidad entre los 0.5 y 0.7 metros, cuyas dimensiones y separación entre conductores dependerán de la zona de emplazamiento de los equipos de manera que estos estén siempre sobre la malla de puesta a tierra y que esta última tenga la dimensión suficiente para que distribuya los potenciales en forma segura para las personas que transitan dentro y en los alrededores de la subestación considerando todas las etapas de crecimiento de la S/E.

La superficie del terreno donde existen equipos conectados a la malla de puesta a tierra debe ser cubierta con gravilla de tamaño uniforme, generalmente con un espesor de 15 cm y una resistividad esperada de por lo menos 3.000 [ $\Omega$ -m], debiendo abarcar un área de por lo menos un metro fuera del perímetro de la malla de puesta a tierra.

El conductor a utilizar para la construcción de la malla básica, es de cobre blando de 120mm<sup>2</sup> de sección<sup>5</sup>. Las uniones entre conductores del enmallado son termosoldadas.

Las conexiones entre la malla básica y los equipos en superficie (chicotes) son realizadas en general con conductor de 70mm<sup>2</sup> de sección. Las uniones entre los chicotes y la malla básica son termosoldadas del tipo Cadweld, y las uniones entre los chicotes y las estructuras de los equipos son generalmente apernadas.

En caso de existir peligro de hurto, los chicotes de subida a los equipos de los patios serán reemplazados por pletinas de fierro galvanizado, con propiedades equivalentes a los chicotes de cobre, en cuanto a la conductividad. Esta pletina es termosoldada a la malla.

Si se utilizan barras verticales, éstas son de acero revestido con cobre (tipo Copperweld) y sus características dimensionales pueden ser dos:

- $\varnothing 3/4"$  x 3m
- $\varnothing 5/8"$  x 1,5m.

---

<sup>5</sup> Se utilizan estas secciones, en la malla y conexiones, por razones de seguridad mecánica, para evitar cortes en la malla, ya que eléctricamente están generalmente muy por sobre los valores mínimos calculados

Se debe considerar el uso de camarillas de registro o inspección en las puestas a tierra de cada subestación (en cruces entre conductores y/o en cruces con barra Copperweld), para poder determinar las condiciones de estado de la malla básica.

En general, no se utilizan aditivos para mejorar la resistencia de la malla. Sólo en casos donde no es posible lograr que los voltajes de paso y contacto esperados sean menores a los máximos tolerables por las personas debe estudiarse la posibilidad de incorporar algún tipo de aditivo, al no existir otras alternativas que permitan mejorar la efectividad de la malla. Y debe analizarse principalmente que no existan efectos corrosivos para el conductor en el futuro y la durabilidad en el tiempo del efecto que se espera tenga el compuesto químico

El dimensionamiento de la malla en cada subestación debe determinar si es necesario conectar o no el cierro metálico (si hubiera) a la malla. En la generalidad de los casos se debe evitar la conexión del cierro ya que esto podría llevar potenciales peligrosos fuera de las instalaciones.

Considerando que el problema de hurtos, tanto de cobre como de aluminio en las SSEE, actualmente es muy importante, deben adoptarse distintas medidas para mitigar este efecto que puede significar un alto peligro. Fundamentalmente, el problema de los hurtos se produce en los fosos de las salas de celdas y túneles de cables de MT, además de las conexiones a las estructuras.

Para disminuir este riesgo, el criterio actual considera instalar un tipo de conector de cobre que va embebido en el hormigón (para uso en túneles, casa de celdas, canaletas, casa de control, muros cortafuegos, etc), para realizar por un lado las conexiones con el enmallado a través de chicotes y por el otro lado conexiones a pletinas a través de soldadura Cadweld (ref. NSE-PT-012). La distancia entre cada uno de estos conectores no debe ser mayor que 2 mts.

Para mayor información, ver Anexo “Recomendaciones para mediciones y diseño de mallas de puesta a tierra”

#### 11.4.-CRITERIOS DE SEGURIDAD EN EL DISEÑO DE LA MALLA DE TIERRA

Al desarrollar el estudio de la malla de tierra, uno de los principales objetivos que se persigue es la obtención de voltajes de paso y contacto menores a los tolerables.

Para esto, las principales medidas que se aplican en el diseño, y las más efectivas, son:

- Ampliar el área cubierta por la malla
- Densificar el reticulado de la malla
- Agregar barras verticales en puntos específicos

Sin embargo, en ciertas ocasiones, la aplicación de estas medidas no da resultados satisfactorios, debido al alto nivel de cortocircuito, o a la alta resistividad del terreno, o a ambos factores.

Cuando esto ocurre, el problema más frecuente que se presenta es el de los **voltajes de contacto**; generalmente, los voltajes de paso son menores al tolerable.

Para resolver este problema, esencialmente hay que mejorar el voltaje tolerable de las personas, aumentando la resistividad de la capa superficial. En lugar de considerar gravilla, se recomienda **utilizar asfalto**, que tiene una resistividad mucho más alta (30.000 ohm-metro y más).

Al respecto, cabe mencionar que la norma, para efectos del análisis teórico, considera el cuerpo humano como un disco metálico directamente puesto sobre el terreno (no tomando en cuenta la existencia del calzado).

Sin embargo, el calzado dieléctrico, exigido a toda persona que ingresa a las subestaciones de GRUPO SAESA, cumple la norma Nch2147/2, que le exige resistir 14.000 Vca, 50 Hz, durante 1 minuto, sin que se presente una corriente de fuga que exceda 5 mA. Por tanto, el uso de calzado dieléctrico es un buen elemento de protección respecto a los voltajes de contacto.

Como conclusión de lo indicado anteriormente, el diseño de la malla de tierra debe procurar en principio que los voltajes de paso y contacto sean menores a los tolerables.

En caso que esto no se logre en algunos lugares específicos, se recomienda:

- aplicar asfalto en los cierros metálicos exteriores (para proteger a las personas que transitan por fuera de los recintos)
- aplicar asfalto en torno a edificaciones metálicas existentes en las subestaciones, en las cuales las personas podrían apoyarse en forma distraída
- aplicar asfalto en torno a estructuras singulares, por la misma razón del punto anterior

**Importante:** se considera que el uso de calzado dieléctrico es absolutamente indispensable y exigible para ingresar a las subestaciones, y que el personal que ingresa a la subestación (propio y externo) está consciente de que todas las estructuras metálicas están conectadas a la malla de tierra, con el riesgo que ello implica.

### **Malla aérea**

Es una continuación del cable de guardia de las torres de subtransmisión, que forman un enmallado en las estructuras de anclaje o portales de la subestación. De esta forma, se construye un camino de baja impedancia para proteger a los equipos que están bajo estas estructuras de posibles descargas atmosféricas.

Este tipo de malla se utiliza generalmente sólo en subestaciones de interconexión. Para el diseño de esta malla se pide a las empresas colaboradoras una memoria de cálculo que incluya la ubicación y el dimensionamiento de esta. (método de esfera rodante)



## 12. OBRAS CIVILES

En este capítulo se detallan las principales consideraciones para el desarrollo del proyecto de ingeniería civil en una subestación de interconexión o de bajada.

### 12.1.-DISEÑO SISMO-RESISTENTE

Todas las instalaciones de las subestaciones se diseñan con exigencias sismo-resistentes.

En particular, las edificaciones se diseñan conforme a la Norma NCh 433 “Diseño sísmico de edificios”, y el resto de las instalaciones se diseñan dando cumplimiento a la Norma ETGI-1.020 97 de ENDESA, o bien la IEEE Std 693-1997 en la condición “High seismic performance level”, tal como lo establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

### 12.2.-FUNDACIONES Y MUROS CORTAFUEGO

Las fundaciones corresponden a estructuras de hormigón armado, las cuales permiten soportar los equipos y estructuras de las subestaciones. El dimensionamiento de las fundaciones dependerá de las características propias del suelo de la subestación y de los elementos que soportarán.

Los muros cortafuego son estructuras de hormigón armado, construidas alrededor de un transformador de poder, cuyo principal objetivo es servir como cortafuego en caso de explosión y/o incendio de este equipo. También permiten redirigir el ruido generado por la operación normal del transformador. Su diseño debe permitir la reposición por otro transformador en caso de falla. Otros detalles respecto de los muros cortafuego se presentan en el capítulo correspondiente a “Seguridad de las SS/EE”.

### 12.3.-ESTRUCTURAS

Las estructuras utilizadas en las subestaciones de poder son fabricadas de acero, galvanizadas por inmersión en caliente y conectadas principalmente en base a uniones apernadas.

El diseño de las estructuras deberá considerar las condiciones más desfavorables de cargas inducidas por los equipos eléctricos. Será necesaria la revisión de los anclajes de los equipos a las estructuras y de éstas a la fundación.

### 12.4.-OBRAS CIVILES PARA CANALIZACIONES

Para el tendido y protección de los cables de poder y cables de control en las subestaciones se considera la construcción de las siguientes canalizaciones:

### **Canaleta de Control**

Es una canaleta de hormigón armado cubierta con tapas de acero galvanizado, construida en el patio de la subestación y que permite la interconexión entre los equipos de patio y la casa de control, para la canalización de los cables de control.

También es posible utilizar canaletas prefabricadas (últimamente se ha utilizado las canaletas prefabricadas tipo Ulma) para disminuir los tiempos de montaje y simplificar la instalación.

Las dimensiones de la canaleta deben ser calculadas en relación al número de cables de control que serán instalados. Las dimensiones más usadas son de 60 ó 80 cm libres interiormente.

Por lo general, deberá considerarse el trazado recto de las canaletas y evitar su construcción en las áreas de maniobra de equipo pesado.

El diseño de las canaletas de control deberá considerar los suficientes drenajes para evacuar la acumulación de agua.

En las canaletas de control no se instalan escalerillas. Los cables se van instalando libremente unos sobre otros a medida que la subestación se va ampliando.

### **Bancos de Ductos**

Son canalizaciones subterráneas de tubos de PVC, instalados directamente en una zanja del terreno, la cual se rellena con arena y se cubre con una capa de ladrillos.

Esta canalización es utilizada para:

- El tendido de cables de control desde la caja de comando de los equipos de patio, hasta la canaleta de control. La cantidad y disposición de ductos se determina de acuerdo a la necesidad del proyecto.
- El tendido de cables de poder de alimentadores, en cuyo caso se instalan ductos de Ø90 mm con una disposición de 5 x 4 es decir 20 ductos en total, de acuerdo a la norma vigente utilizada por el área de distribución de Grupo Saesa. Esto ocurre en el caso de patios abiertos de MT y se utilizan desde su posición de patio a una cámara de llegada común o para su salida al sistema de distribución.

Adicionalmente, para el cruce de caminos, se utilizan bancos de ductos protegidos por una estructura de hormigón armado.

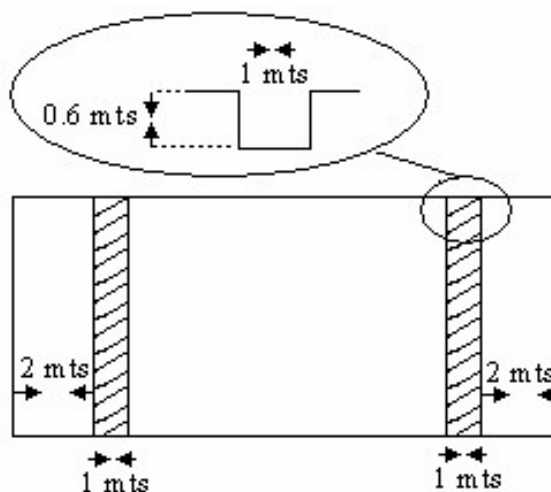
### **Foso de Cables para Celdas MT**

Corresponde a un foso de hormigón armado, construido dentro de la casa de celdas, sobre el cual se instalan las celdas de media tensión.

El foso alberga la llegada y salida de todos los cables de poder asociados a las celdas de media tensión, por lo que debe considerar el espacio suficiente para su instalación y canalización.

Es por esto que, en cuanto a las dimensiones, se debe considerar como criterio estándar un foso de 3.300 mm de ancho y 2.600 mm de profundidad, evaluando su factibilidad de acuerdo a las condiciones particulares de cada SS/EE.

Además, para permitir el cruce de los alimentadores de un lado al otro (en caso de ser necesario), se debe dejar 2 canaletas, cada una a 2 mts de los extremos del foso. Estas canaletas deben tener 600 mm de profundidad y 1.000 mm de ancho, con rejilla sobre ellas. El esquema es el siguiente:



Las dimensiones del foso normalmente se definen para 2 juegos de celdas y se construye completamente en una etapa. En muchos casos se instala inicialmente sólo un juego de celdas. Cuando esto ocurre, se coloca una baranda de protección en la parte descubierta del foso.

En cuanto al ingreso a los fosos, las tapas de acceso deben ser de 90 cm x 90 cm como mínimo, abisagradas y con manilla para levantarlas de manera de facilitar el acceso al foso. Además se debe considerar una escalera para el acceso de las personas, que no interfiera con el trazado de los alimentadores.

Se deberá considerar la construcción de drenajes para evitar la acumulación de agua. Además, se debe considerar la construcción de una cámara de 1 m<sup>3</sup> para la instalación de una bomba sumergible de extracción de agua, que será utilizada en casos en que el drenaje no sea suficiente para la evacuación de agua. Esta situación será evaluada de acuerdo a la particularidad del terreno de la S/E, ya que en algunos casos se puede necesitar más de 1 bomba y por ende más de una cámara.

Debe considerarse iluminación en base a lámparas antiexplosión. Éstas irán separadas cada 3 metros y canalizadas en cañería de acero galvanizado.

En cada foso se debe dejar instalado un enchufe monofásico hembra de 15 A. y un enchufe trifásico hembra de 15 A.

Debe considerarse la instalación de detectores de humo y su incorporación al respectivo sistema de alarmas.

No se considera instalar iluminación de emergencia en los fosos. Este aspecto debe ser considerado en los procedimientos de seguridad, recomendando por ejemplo el uso de linternas para ser utilizadas en caso de emergencia.

Finalmente, por motivos de seguridad, los fosos deben contener 2 vías de evacuación, una en cada extremo, cada una con su respectiva escalera.

## Túneles

Los túneles corresponden a una estructura rectangular subterránea de hormigón armado, que permite la instalación simultánea de una gran cantidad de cables de poder, permitiendo, además, el tránsito seguro de personas entre éstos. En general, conectan los transformadores de poder con las casas de celdas, éstas con las salidas de distribución e interconexiones entre patios de media tensión.

Con respecto a las dimensiones típicas, el “túnel de interconexión” entre transformador y celda tiene 1.100 mm de ancho y 2.100 mm de altura; y el “túnel simple” (que corresponde a la salida de 16 alimentadores) es de 1400 mm de ancho y 2100 mm de altura. En todos los casos se trata de dimensiones libres. Esto muestra una diferencia de 500 mm con respecto a la altura del foso de celdas, diferencia que debe ser considerada en el diseño civil.

Se deberá tener presente las siguientes consideraciones:

- Los cables de poder se instalarán sobre soportes metálicos (unistrut) adosados al muro, con una terna de cables en cada soporte.
- Debe considerarse ventilación natural en los túneles para disipar temperatura y eventuales gases nocivos o tóxicos.
- Deben tener vías de escape con señalización adecuada.
- Debe considerarse iluminación adecuada igual que en foso de celdas.
- Debe considerarse la instalación de detectores de humo y su incorporación al respectivo sistema de alarmas.
- Al igual que en los fosos, no se considera instalar iluminación de emergencia.
- De preferencia el túnel deberá desembocar en una cámara ubicada al interior de la SSEE con al menos 4 bancos de ductos, apropiados para la canalización de 4 alimentadores cada uno. Esto impediría el ingreso de extraños al túnel desde el exterior. En el caso de que la cámara se tenga que construir al exterior de la SSEE, se deberá considerar la instalación de una reja de protección entre la cámara y el túnel.
- Todas las tapas de cámaras interiores de la SS/EE deben ser de acuerdo a la norma de distribución vigente y deben permitir la ventilación de túnel.
- Tanto en fosos y túneles, no se deben permitir ángulos, sino que deben realizarse curvas con un radio de 80 cms o más para el recorrido de los cables.
- Los proyectos deben considerar una tapa de 1500 mm x 800 mm (rejilla reforzada) para el acceso de alimentación desde la S/E móvil y/o celdas móviles. Esto debe ubicarse lo más cerca posible de la casa de celdas pero en el lado exterior.

- El diseño debe considerar evitar el cruce de cables. En algunos casos se puede requerir la construcción de pisos falsos para que la curvatura de los cables hacia las celdas no obstaculice ni entorpezca el tránsito del personal por la zona.
- Se deberá considerar la construcción de drenajes y pendiente de la superficie para evitar la acumulación de agua.

Las consideraciones señaladas en los puntos anteriores deben estudiarse puntualmente en cada proyecto, y aplicarse de acuerdo a las condiciones particulares de cada S/E.

### 12.5.-EDIFICACIONES

Las principales edificaciones en una subestación de poder corresponden a la sala de celdas y casa de control, que contienen a las celdas de media tensión y los sistemas de control, protección y servicios auxiliares respectivamente.

Ambas son construidas en base a una estructura de albañilería, estucada interiormente. Para garantizar una alta resistencia al fuego, el techo será diseñado en forma de losa de hormigón. Los materiales estructurales a considerar en estas construcciones deberán ser resistentes al fuego, con una categoría mínima F-120 según el “Listado Oficial de Comportamiento al Fuego de Elementos y Componentes de la Construcción” (SERVIU-MINVU).

Los accesos y las alturas de la sala de celdas y casa de control deberán ser diseñados para permitir el ingreso de los equipos considerados en el proyecto.

Sólo la casa de control se construye con ventanas de pequeño tamaño, para aprovechar la luz natural; las salas de celdas se construyen sin ventanas, principalmente para evitar el ingreso de calor desde el exterior.

Debe tenerse especial cuidado en relación con garantizar una temperatura adecuada y un bajo nivel de polución para el buen funcionamiento de los equipos de control, protecciones y telecomunicaciones; en caso que se requiera, deben incluirse equipos de aire acondicionado. Será recomendable la instalación de celosías con filtro atrapa polvo en las puertas a fin de permitir la ventilación natural.

La sala de celdas se construye con una única dependencia del tamaño necesario (aproximadamente 32 x 7 metros) para la instalación de dos juegos de celdas; no obstante, en el caso de subestaciones con restricciones de espacio, es necesario construir salas de celdas independientes y separadas, solamente para un juego. Se considerará una bodega para repuestos (carros, interruptores, herramientas de operación, etc.), preferentemente formando parte de la sala de celdas o a continuación de ella. Se podrá evaluar también la utilización de un container para este fin.

La casa de control contempla las siguientes dependencias:

- Sala sistema de control local
- Sala de servicios auxiliares
- Sala de baterías
- Baño
- Sala de colación

La construcción de los servicios sanitarios deberá considerar los proyectos de alcantarillado y agua potable, conectados a la red pública, necesarios para su adecuado funcionamiento.

Se debe contemplar la evacuación expedita de las aguas lluvias en la cubierta del techo, a fin de impedir posibles filtraciones hacia el interior de las edificaciones.

Se considerará el uso de cerraduras normalizadas de Grupo Saesa en ambas edificaciones.

Debe considerarse la instalación de sensores de humo y extintores de incendio en ambas edificaciones.

Finalmente, el diseño de las salas de celdas y casas de control deberá considerar las restricciones normativas asociadas al sitio de emplazamiento.

#### **12.6.-SALAS TRANSPORTABLES PARA CELDAS MT**

Las salas transportables están construidas de planchas de acero montadas sobre una estructura metálica, con revestimientos en piso, paredes y techo con material aislante.

Estas salas están equipadas con sistemas de alumbrado, extinción de incendios, aire acondicionado (si fuera necesario), entre otros.

Se deberá garantizar una adecuada resistencia al fuego de la sala, con una categoría mínima F-120.

El tamaño de estas salas se define de acuerdo a las celdas que van a ser instaladas en ella. Se construyen y adecuan en módulos transportables que son posteriormente unidos en la subestación.

Se deberá tener presente la disponibilidad de los accesos necesarios para el ingreso de los módulos y la ubicación de la grúa requerida para su montaje.

A diferencia de las salas de celdas y casas de control de albañilería, las salas transportables no se consideran edificaciones, por lo que no requieren tramitación de permisos.

#### **12.7.-CAMINOS Y CIERROS**

La construcción de los caminos en una subestación de poder debe, principalmente, asegurar el desplazamiento de vehículos pesados, que permitan la reposición de cualquier transformador de poder en la subestación en condición de falla. De esta forma, los caminos generalmente se construyen entre el patio AT y las posiciones de transformador, terminando en el portón de entrada de la subestación.

Por otra parte, los caminos deben permitir el acceso de la plataforma de los transformadores, las celdas móviles y la subestación móvil, de forma que puedan ser utilizadas correctamente para la reposición de servicio en condiciones de falla, o para labores de construcción. El ancho mínimo de caminos al interior de las subestaciones será de 6 mts.

En el diseño de los caminos se deberá contemplar las pendientes y drenajes necesarios para garantizar la correcta evacuación de aguas lluvias.

Por consideraciones de tipo ambiental, para contribuir a la disminución de la polución, se evaluará caso a caso la alternativa de que los principales caminos de ingreso a las SSEE sean asfaltados.

Toda obra civil que se proyecte para cruzar bajo un camino deberá considerar en su diseño la capacidad para resistir el paso de vehículos pesados.

Los cierros de la subestación deben ser diseñados para brindar seguridad a las instalaciones, evitando el ingreso de personal no autorizado. El tipo de cierre y su altura deberán cumplir las exigencias propias de la municipalidad respectiva.

#### **12.8.-SISTEMA COLECTOR DE ACEITE**

El sistema colector de aceite está compuesto por un conjunto de piletas, construidas en cada posición de transformador, conectadas mediante un ducto de cemento comprimido a un depósito subterráneo de hormigón armado H25 (foso recolector de aceite). Este depósito, de aproximadamente 690 cm x 500 cm x 410 cm (L x A x H), permite acumular los posibles derrames de aceite dieléctrico producido por una eventual falla en los transformadores de poder.

Las piletas recolectores construidas alrededor de la fundación del transformador consideran un conjunto de parrillas metálicas sobre las cuales se dispone una capa de aproximadamente 5 cm de gravilla, cuyo objetivo es extinguir el fuego del aceite producido por una eventual falla en el transformador.

Por su parte, el foso recolector de aceite posee un sistema de compartimientos que permite la contención del aceite derramado y la eventual evacuación del agua acumulada, evitando la contaminación del suelo y las napas subterráneas.

Existen dos diseños de foso recolector de aceite; uno normal y otro de alto tráfico. Ambos tienen las mismas dimensiones anteriormente señaladas. Su diferencia radica en que el foso recolector de alto tráfico está emplazado en un camino, por lo que su estructura se encuentra mucho más reforzada que el foso recolector de aceite normal, el que puede encontrarse en cualquier lugar de la SE, fuera de un camino.

El sistema colector de aceite debe considerar las pendientes necesarias para permitir la correcta evacuación del aceite hasta el foso en caso de derrame.

#### **12.9.-FRANJA ARBORIZADA**

De acuerdo a lo establecido en el artículo 8.4.3.b del Plan Regulador Metropolitano de Santiago (PRMS), establece que todas las subestaciones construidas posterior noviembre del año 1994 deberá considerar una franja arborizada en todo su perímetro interior, de un ancho mínimo de 20 metros.

De acuerdo a lo establecido en el ordinario nº 3678 de fecha 11/10/2007, la SEREMI MINVU indicó el pronunciamiento de la SEC referente a que en el caso de subestaciones eléctricas encapsuladas dentro de un edificio no sería necesaria la existencia de la franja arborizada dentro del perímetro de ellas: Sin embargo, este pronunciamiento deberá ser incluido en una futura modificación del PRMS para ser considerado como válido legalmente.

**12.10.- PANTALLAS ACÚSTICAS**

De acuerdo a los tipos de zonas indicados en el PRMS o bien el PRC en las cuales se emplazan las subestaciones (residenciales, rurales, etc.). El D.S. 38/11 hace una homologación a los tipos de Zona y les da un valor establecido para que no sean superados por actividades que generan ruidos.

En cada caso, con el fin de cumplir la normativa legal vigente (D,S 38 /2011) se efectuarán mediciones y/o se realizarán estudios de modelación predictivos, los que determinarán la necesidad o no de considerar un sistema de mitigación acústica adicional. La modelación deberá considerar la subestación trabajando a su máxima potencia.

Existen variados tipos de sistemas de mitigación de ruido, los que han dado buenos resultados en las subestaciones son a base de laminas metálicas perforadas y en su interior llevan lana mineral (material absorbente de ruido). Para determinar la instalación de un sistema de mitigación de ruido se hace a través mediciones y modelaciones que determina las características de las pantallas acústicas a instalar.



## 13. SEGURIDAD DE LAS SUBESTACIONES

En el presente capítulo se describen los criterios de diseño relacionados con la seguridad de las subestaciones. Se trata de garantizar un adecuado nivel de seguridad para las personas, para las instalaciones y para el medio ambiente.

### 13.1.-SEGURIDAD CONTRA INCENDIO

La norma IEEE 979 “Guide for Substation Fire Protection” recomienda las prácticas generalmente aceptadas en la industria para el tema en consideración.

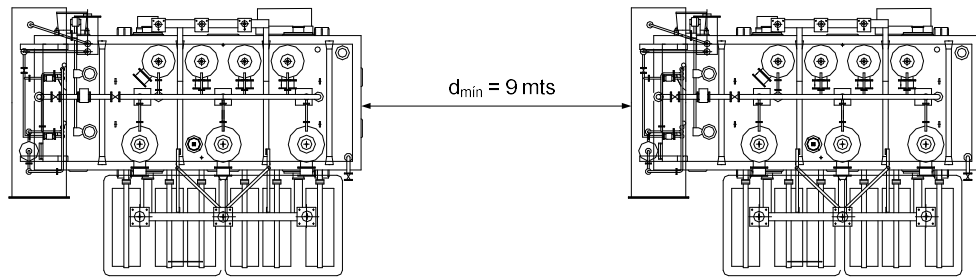
#### 13.1.1 *Incendio de transformadores de poder*

Uno de los mayores peligros potenciales de incendio en las SS/EE lo constituyen los transformadores de poder, debido a la gran cantidad de aceite aislante que contienen. En el capítulo 4, la norma IEEE 979 se refiere en particular a los criterios de separación de los transformadores instalados a la intemperie, por lo que es aplicable a la mayor parte de las subestaciones de Grupo Saesa.

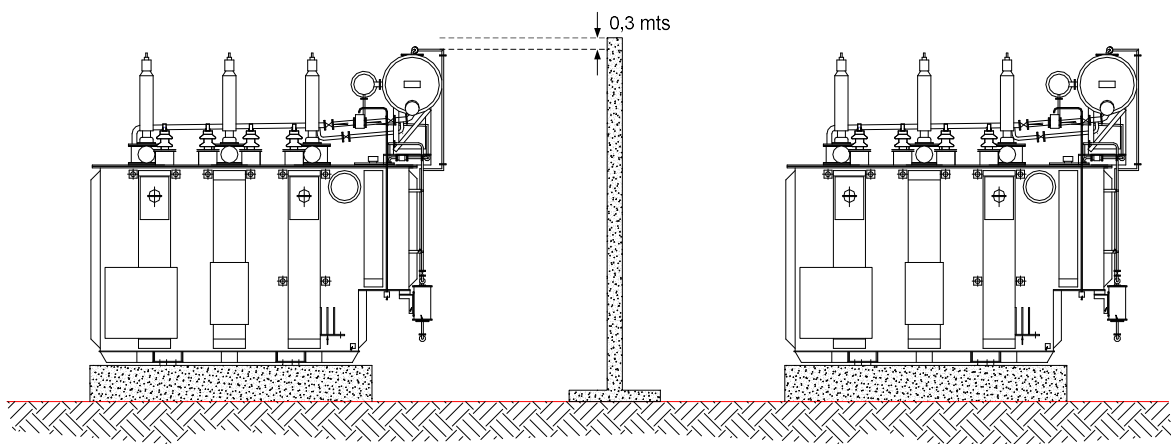
Las principales recomendaciones de la norma son:

- La separación mínima entre un transformador y cualquier edificio debiera ser de 6 metros.
- Si la separación entre un transformador y una edificación es entre 6 y 15 metros, los muros expuestos de la edificación debieran estar constituidos o protegidos por muros de categoría F-120. Lo ideal es que la separación sea al menos de 15 metros.
- En caso de muros cortafuego, éstos debieran extenderse en las direcciones vertical y horizontal, de tal forma que cualquier punto del transformador quede al menos a 15 metros de cualquier punto de la edificación no protegido por el muro cortafuego.
- Debe existir una separación mínima de 9 metros entre los transformadores o un muro cortafuego de categoría F-60
- La altura del muro cortafuego debiera ser de 30 cm sobre el punto más alto del transformador, incluyendo el conservador de aceite.
- Otras recomendaciones se refieren a impedir daño a transformadores o equipos adyacentes.

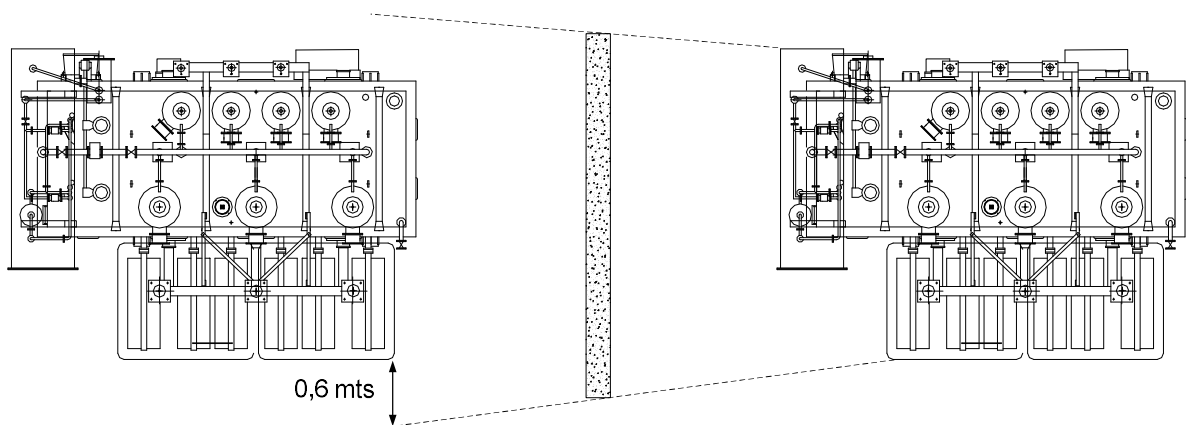
En caso de incendio de un transformador de poder que provoque el derrame del aceite, el sistema colector cumple la función de mitigar la intensidad del siniestro.



*Separación mínima entre transformadores (Vista: Planta)*



*Altura mínima de muro separador entre transformadores (Vista: Elevación)*



*Dimensión mínima de muro separador entre transformadores (Vista: Planta)*

### 13.1.2 *Otras medidas de seguridad contra incendio*

En forma complementaria a lo indicado en el punto anterior, deberán tomarse en consideración las siguientes recomendaciones:

#### ***Resistencia al fuego de las edificaciones***

Como se indicó en el capítulo correspondiente, las edificaciones (casa de control, salas de celdas, salas de protecciones, etc.) se construirán en albañilería, lo que garantiza un adecuado grado de resistencia al fuego. Igualmente, si se opta por salas eléctricas transportables, deberá exigirse el estándar correspondiente.

#### ***Sellado de las pasadas de cables***

En las pasadas de cables, ya sea de baja tensión (control, protecciones, servicios auxiliares) o media tensión (alimentadores, interconexiones MT, etc.), se procurará sellarlas con elementos resistentes al fuego, y que impidan también el ingreso o tránsito de roedores. De esta forma, se disminuye el riesgo de que un eventual incendio se expanda de un lugar a otro en la subestación.

En caso de no poder sellar una pasada de cables o ser inconveniente hacerlo, una medida alternativa de mitigación es aplicar pintura intumescente sobre los cables en un cierto tramo.

#### ***Detección de incendio***

Tanto en las edificaciones como en los túneles y galerías de cables, se instalarán detectores de humo para prevención de incendio, integrados al sistema de seguridad de la subestación.

#### ***Extintores portátiles***

En las edificaciones se instalarán extintores portátiles de CO<sub>2</sub>. En la sala de baterías se instalará un extintor portátil de polvo químico seco<sup>6</sup>. La cantidad y ubicación de los extintores, será determinada en conformidad con lo indicado en el D.S. 594<sup>7</sup>, artículos 44 a 52).

## 13.2.-OTRAS MEDIDAS DE SEGURIDAD

#### ***Salidas de emergencia***

En las principales edificaciones (casa de control, salas de celdas), deberá considerarse al menos dos puertas: una doble, que permita el ingreso y salida de equipos, y otra simple para personas, que además tendrá el carácter de salida de emergencia.

Las puertas, en todas las edificaciones, deberán abrirse hacia fuera.

Las salidas de emergencia deberán contar con señalización adecuada.

Otros lineamientos legales respecto a las salidas de emergencia se encuentran en el D.S. 594, artículo 37.

#### ***Sistemas de video vigilancia***

Existe un plan de instalar progresivamente en todas las SS/EE de Grupo Saesa un sistema de video vigilancia (cámaras de video con registro permanente de imágenes, que pueden ser monitoreadas desde Asesoría de Seguridad). En general, los “proyectos mayores” deberán incorporar este sistema en las SS/EE que aún no lo tengan.

<sup>6</sup> Se utilizará PQS en lugar de CO<sub>2</sub>, debido a que la utilización de este último podría producir un “choque térmico” en las baterías, por su grado de enfriamiento extremo.

<sup>7</sup> D.S. 594: “Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo”



## 14. REQUISITOS REGLAMENTARIOS

A continuación se mencionarán las directrices medioambientales de Grupo Saesa en función de las disposiciones legales vigentes y se indicarán las normativas más relevantes que influyen en el desarrollo del proyecto de ingeniería civil en una subestación de poder.

### 14.1.-REQUISITOS MEDIOAMBIENTALES

#### *Campos electromagnéticos*

En la actualidad no existe una normativa nacional que regule las emisiones de campos electromagnéticos por instalaciones eléctricas, por lo tanto, nuestra referencia corresponde a normas internacionales como la ICNIRP “International Commission on Non-Ionizing Protection”, que corresponde a una organización científica que se dedica a los estudios de campos electromagnéticos y quienes recomiendan como exposición máxima permisible para público en general 100  $\mu$ T y para pocas horas de exposición 500  $\mu$ T.

En base a esta normativa y a los estudios realizados desde el año 2001 a la fecha, todas las instalaciones de Grupo Saesa cumplen con las recomendaciones internacionales antes mencionadas.

#### *Ruido*

Mediante la norma de “Emisión de ruidos generados por fuentes que indica” ( D.S.38 /2011) se definen tipos de zonas y las exigencias en cada una de ellas para la emisión de ruidos.

De esta forma, los niveles de presión sonora corregidos que se obtengan de la emisión de una fuente fija emisora de ruido, medidos en el lugar donde se encuentre el receptor, no podrá exceder los valores que se fijan a continuación:

Niveles Máximos Permisibles de Presión Sonora Corregidos (NPC) en dB (A) Lento		
	de 7 a 21 Hrs.	de 21 a 7 Hrs.
Zona I	55	45
Zona II	60	45
Zona III	65	50
Zona IV	70	70

Las zonas están clasificadas según:

- Zona I: Aquella zona definida en el Instrumento de Planificación Territorial respectivo y ubicado dentro del límite urbano, que permite exclusivamente uso de suelo Residencial

o bien este uso de suelo y algunos de los siguientes usos de suelo: Espacios Públicos y/o Áreas Verdes.

- Zona II: Aquella zona definida en el Instrumento de Planificación Territorial respectivo y ubicado dentro del límite urbano, que permite además de los usos de suelo de la Zona I, Equipamiento de cualquier escala
- Zona III: Aquella Zona definida en el Instrumento de Planificación Territorial respectivo y ubicado dentro del límite urbano, que permite además de los usos de suelo de la Zona II, Actividades Productivas y/o de Infraestructura .
- Zona IV: Aquella Zona definida en el Instrumento de Planificación Territorial respectivo y ubicado dentro del límite urbano, que permite solo usos de suelo, Actividades Productivas y/o de Infraestructura.
- Zona Rural : Aquella ubicada al exterior del límite urbano establecido en el Instrumento de Planificación Territorial respectivo

### **Radiointerferencia**

Al igual que en el caso de los campos electromagnéticos, en Chile no existe una normativa que regule acerca de la radio interferencia, de esta forma nuestra referencia corresponde a recomendaciones de la asociación de normas canadienses y que ha sido recogida como regulación del Gobierno Federal de Puerto Rico.

En base a lo anterior, los valores normados corresponden a los siguientes:

Valores de Interferencia de Radio	
Voltaje nominal Fase-Fase (Kv)	Nivel de radio interferencia (dB sobre 1 $\mu$ V/m)
Menos de 70	43
70-200	49
200-300	53

### **14.2.-NORMATIVA**

El desarrollo del proyecto de una subestación de poder, requiere el conocimiento de la normativa urbana aplicable al sitio de emplazamiento, para lo cual se deberá consultar la siguiente información:

- Plan Regulador Metropolitano de Santiago
- Ley general de urbanismo y construcción.
- Ordenanza general de urbanismo y construcción.
- Certificado de informes previos.
- DDU 173 (fecha 30/06/2006).
- Decreto supremo N°148 (Ministerio de salud)

- Decreto supremo N°40 (Ministerio de medio ambiente)
- Decreto supremo N°138/2005 (Ministerio de salud)
- Proyectos de nuevas subestaciones, la normativa medioambiental vigente, (ley 19.300 y su reglamento) indica que toda subestación mayor a 23 kV debe ser ingresada al Sistema de Evaluación Ambiental.

El diseño de las estructuras, fundaciones y su posterior construcción deberá realizarse cumpliendo las normas del INN Normas del Instituto Nacional de Normalización aplicables a cada caso, ACI 318 (American Concrete Institute), AISC (American Institute of steel construction).

## 15. ASPECTOS ECOSUBESTACIÓN

Al realizar un proyecto, ya sea de mayor o menor obra, se deben analizar aspectos complementarios a los necesarios para cumplir con la expansión o mejora de la subestación requerida.

Estos aspectos van orientados al mejoramiento continuo de nuestras instalaciones, incorporando eficiencias y permitiendo un funcionamiento sostenible con la comunidad y su entorno.

Es por ello que al inicio del proyecto se deben contemplar los siguientes aspectos:

- **Medición de consumos:** Para realizar un plan de mejoramiento en los consumos eléctricos que se generan al interior de las subestaciones, es necesario realizar una medición, a lo menos durante una semana continua, que permita obtener la curva característica y el comportamiento de las cargas en los servicios auxiliares de la S/E a intervenir. Esto aportará información relevante para saber qué alternativa contribuye a dar la mejor solución a este tema.
- **Entorno:** La mayoría de nuestras subestaciones se encuentran situadas en la ciudad, rodeadas de poblaciones, plazas, colegios, etc. Por lo tanto, es necesario analizar de qué manera es posible lograr que nuestras instalaciones puedan mejorar su armonía con la comunidad y el entorno, por ejemplo, pintando muros del cierro, pavimentando tramos de calles o bien considerar alguna intervención mayor en conjunto con otras áreas de la compañía, etc.
- **Seguridad:** Existen sectores donde se emplazan nuestras subestaciones, cuyo perímetro se encuentra desprovisto de iluminación suficiente, generando lugares de peligro para la comunidad. Es por ello que se sugiere evaluar la implementación de zonas de iluminación del entorno mejorando su seguridad. Estas luminarias deben considerar los niveles de protección para que no sufran daños producto de actos vandálicos.
- **Iluminación Existente:** Entre los consumos importantes de la subestación, se encuentra la iluminación de patios, y en mayor medida en aquellas instalaciones que cuentan con luminarias antiguas cuya eficiencia es mínima. Como recomendación se sugiere realizar un análisis técnico-económico de la conveniencia de reemplazar el sistema de alumbrado por una nueva tecnología.
- **Otros:** En las subestaciones encontramos otros consumos que se pueden analizar y optimizar, para mejorar la eficiencia en los recursos utilizados. Entre los que podemos mencionar está el recurso hídrico, para los servicios sanitarios y/o jardines (si existen). Para el caso de los servicios sanitarios, es posible implementar un sistema que permita evitar las fugas de agua, por ejemplo instalando electroválvulas que cierren el paso de agua cuando no haya personal trabajando en la subestación.

Unos de los propósitos relevantes al realizar el análisis de los aspectos indicados, es lograr que las subestaciones de Grupo Saesa puedan ser sustentables, es decir, satisfacer las necesidades de hoy y poder perdurar en el tiempo. A continuación se dan directrices técnicas de aplicaciones que contribuyen a estos objetivos.



### 15.1.-SUSTENTABILIDAD APLICADA A SUBESTACIONES

La política de sustentabilidad, aplicada a subestaciones, puede expresarse, entre otros, en los ámbitos de las energías renovables no convencionales (ERNC) y en la eficiencia energética.

En cuanto a ERNC, por estar las subestaciones emplazadas en la ciudad de Santiago, es posible considerar la energía solar como una fuente para los consumos propios mediante la instalación de paneles fotovoltaicos.

Y en cuanto a eficiencia energética, es posible considerar ahorros en iluminación, en climatización de salas de control y en control de alguna pérdidas.

### 15.2.-PANELES FOTOVOLTAICOS

Para toda nueva subestación o subestación existente donde se vayan a realizar trabajos mayores, y con el fin de lograr una reducción de consumo de energía eléctrica convencional y una reducción de la huella de carbono, se deberá evaluar la instalación de paneles fotovoltaicos que sirvan como una fuente de generación prioritaria para los consumos de los servicios auxiliares de la subestación.

#### 15.2.1 *Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.*

- Se debe dimensionar el sistema, para que durante el día, y en las mejores condiciones de radiación, se consiga igualar la generación fotovoltaica con el consumo de las cargas. Para esto debe establecerse con anterioridad una curva proyectada del consumo de la subestación.
- El sistema fotovoltaico no debe contemplar, bajo ningún motivo, el uso de baterías; ni las existentes en la subestación, para no afectar la confiabilidad del sistema de control y protecciones, ni baterías nuevas ya que estas contribuyen a aumentar la huella de carbono.

#### 15.2.2 *Paneles Fotovoltaicos*

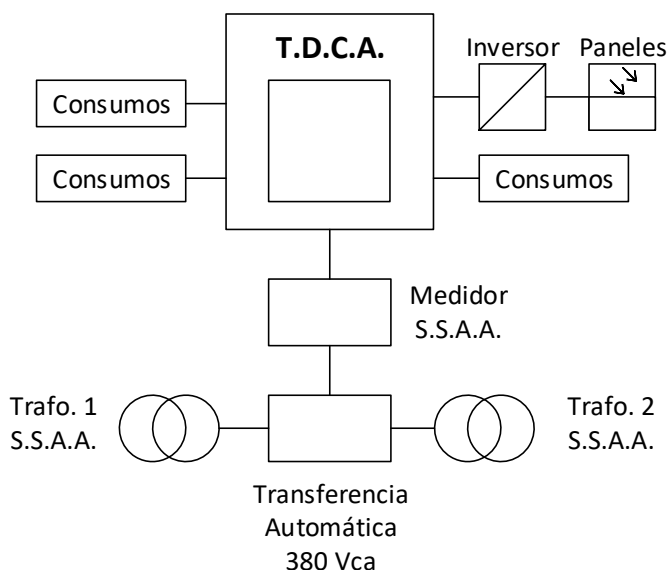
- Los paneles fotovoltaicos deberán ser del tipo policristalino, o el más eficiente en la relación potencia-precio.
- Los paneles fotovoltaicos deben ir montados sobre estructuras fijas, ya sea a nivel de piso o sobre el techo de alguna edificación.
- Los paneles fotovoltaicos no deben tener ninguna parte móvil que necesite mantención.

#### 15.2.3 *Inversor*

- El inversor debe ser trifásico y cumplir con la norma europea EN 61000 o una norma de exigencia equivalente

#### 15.2.4 *Conexión a los servicios auxiliares*

- El sistema fotovoltaico aporta su energía en forma paralela y simultánea con el transformador de SS/AA de la S/E. Por tanto, deberá ir conectado directamente al TDCA.
- A continuación se muestra el diagrama de conexión correspondiente:



### EFICIENCIA ENERGÉTICA

Con el fin de contribuir a los objetivos de mejorar la eficiencia energética en la operación de las SS/EE, se aplican los siguientes criterios con ocasión de la construcción de nuevas subestaciones o la ejecución de trabajos importantes en subestaciones existentes, evaluando su conveniencia en cada caso:

#### 15.3.1 *Aislación térmica en salas de control*

La construcción de casas de control o salas de protecciones y control que requieren la instalación de equipos de aire acondicionado o de climatización, deberá considerar una adecuada aislación térmica, con medidas tales como techo de losa de hormigón y ventanas del tipo termopaneles. Con esto se espera disminuir el tiempo de funcionamiento de los equipos de aire acondicionado, que representan un consumo importante de energía eléctrica.

#### 15.3.2 *Alumbrado eficiente*

Otro de los consumos importantes de energía en la S/E es el alumbrado, tanto de patio como de edificaciones. Para estos sistemas se debe considerar la utilización de iluminación led, tanto para la construcción de nuevos sistemas de alumbrado, como para el reemplazo o adaptación de sistemas existentes. Independientemente de lo anterior, se evaluará continuamente la conveniencia de utilizar las nuevas luminarias que va ofreciendo el avance de la tecnología, de acuerdo a criterios de costo y eficiencia.

#### 15.3.3 *Control de pérdidas*

Otros criterios relacionados con la eficiencia energética son los que procuran evitar el despilfarro de energía (control de pérdidas).

En el caso del alumbrado de patio, el control principal está dado por las celdas fotoeléctricas (encender/apagar), y en segundo lugar por la central de alarmas que detecta la presencia de

personal en la subestación (nivel de 10 ó 20 lux). El buen funcionamiento de estos elementos garantiza el buen desempeño del alumbrado de patio, desde el punto de vista del control de pérdidas.

En el caso del alumbrado interior (casa de control, salas de celdas, etc.), para evitar que queden luces encendidas involuntariamente, se recomienda condicionar su funcionamiento a la señal de la central de alarmas que detecta presencia de personal en la S/E. De este modo, al retirarse este personal, el alumbrado interior quedará “deshabilitado”.

En el caso del agua potable en baños y salas de colación, para evitar el gasto innecesario debido a elementos en mal estado (por ejemplo, llaves de agua), se recomienda incluir una electroválvula en el circuito de entrada, condicionada a la señal de la central de alarmas mencionada anteriormente.

#### 15.3.4 **Medidores con registro**

Con el propósito de realizar eficiencia energética con conocimientos reales de las condiciones en las subestaciones, es necesario llevar un registro del consumo de los servicios auxiliares. Por lo tanto, se debe evaluar la factibilidad técnica- económica de reemplazar el medidor de facturación de los servicios auxiliares por uno que registre en memoria masa las lecturas en periodos de tiempos.