

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LA
SUBESTACIÓN SAN JUAN 220/60 kV**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

ROBERT MICHAEL PALACIOS GAHONA

PROMOCION 2007-II

LIMA-PERU

2011

CONTENIDO

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO 1	3
INTRODUCCIÓN	3
1.1. OBJETIVO.....	3
1.2. METODOLOGÍA.....	3
1.3. ALCANCES	4
1.4. LIMITACIONES	4
CAPÍTULO 2	5
GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN Y LOS EQUIPOS	5
2.1. DESCRIPCIÓN ACTUAL DE SUBESTACIÓN	5
2.2. CAPACIDAD ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN	12
CAPÍTULO 3	22
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
3.1. CÁLCULO DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO.....	25
3.2. ANÁLISIS DE LA ADECUACIÓN INTEGRAL.....	26
CAPÍTULO 4	43
DESARROLLO DEL PROBLEMA	43
4.1 EVALUACIÓN DE LA ADECUACION INTEGRAL.....	56
4.2 CRITERIOS DE DISEÑO	56
4.3 PLAZOS PARA LA EJECUCION.....	63
4.4 VALOR ESTIMADO DE LA INVERSIÒN	63

4.5 RIESGOS DEL PROYECTO	64
CONCLUSIONES	65
BIBLIOGRAFIA	67
ANEXOS	69
INTERRUPTOR DE POTENCIA 245 kV	70
SECCIONADOR DE POTENCIA 245 kV	73
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 245 kV.....	77
PARARRAYOS 198 kV.....	80

PRÓLOGO

Actualmente, el consumo eléctrico en el Perú está aumentando rápidamente, y la zona de Lima aun mas, esto nos hace preguntamos si el sistema eléctrico esta preparado para el crecimiento y las necesidades del sistema en el corto plazo, y con mas razón las subestaciones de Lima, por tal motivo se deben evaluar oportunamente las subestaciones y líneas para mantener la confiabilidad, seguridad y flexibilidad de las instalaciones, en este informe se presenta un mejoramiento de la Subestación San Juan.

El informe está compuesto por 4 capítulos:

En el Capítulo 1, se presenta la Introducción, donde se describe los objetivos, la metodología, los alcances de este trabajo, así como también las limitaciones que se tiene para la realización del informe.

En el Capítulo 2, se presenta las Generalidades de la subestación y los equipos existentes, en el cual se muestra la descripción de los equipos de patio, el sistema de puesta a tierra, los conductores y las estructuras.

En el Capítulo 3, identificamos el problema mediante un análisis de la situación actual dando a conocer las futuras exigencias de la subestación.

En el Capítulo 4, luego que los equipos son evaluados de acuerdo a ciertos criterios, y con los resultados de la evaluación, se propone las estrategias de solución del problema, dando como resultado los reemplazos de los equipos de alta tensión y las recomendaciones de la malla a tierra, en las estructuras y fundaciones. Cronograma de ejecución del proyecto y el Presupuesto estimado de inversión.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO

El presente informe tiene por objetivo realizar el mejoramiento integral de la Subestación San Juan 220 kV la cual consiste en el reforzamiento de sus sistemas de barras, sistema de puesta a tierra y equipos de patio de 220 kV, con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas de la ampliación del sistema de transmisión 220 kV y 500 kV, el crecimiento de la demanda energética y de los nuevos proyectos de generación eléctrica.

1.2. METODOLOGÍA

En el desarrollo del trabajo se tomo como referencia los nuevos proyectos que se ingresaron y realizo simulaciones con otros proyectos de generación que recientemente han solicitado su ingreso al sistema. De acuerdo con esto se tendrán los niveles de cortocircuito en la Subestación San Juan proyectados el año 2016, para luego analizar la capacidad de las barras, conductores y cables asociados, así como la evaluación de la capacidad de los equipos y las adecuaciones civiles.

1.3. ALCANCES

El informe describe el proyecto de ingeniería para la adecuación integral de la Subestación San Juan 220 kV, la cual desarrollará las características técnicas que deberán considerarse para su implementación, siguiendo criterios, procedimientos y normas aplicables en el Perú para los proyectos eléctricos en media, alta y extra alta tensión.

1.4. LIMITACIONES

En este informe no se está considerando la adecuación de transformador T1-261 ni las celdas y equipos de particulares, ya que no se cuenta con la información técnica de los equipos, sólo se está indicando los resultados de informes o estudios públicos que sirven de referencia para este informe, respecto a los montos por ser confidenciales, solo se usa un monto referencial.

CAPÍTULO 2

GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN Y LOS EQUIPOS

2.1. DESCRIPCIÓN ACTUAL DE SUBESTACIÓN

Esta se encuentra ubicada en la Avenida Pedro Miotta N° 421, distrito San Juan de Miraflores, provincia y departamento de Lima. Está en la costa centro de Perú aproximadamente a 76 m.s.n.m., tiene coordenadas Universal Transversal de Mercator (UTM) 18L 8653018 Sur y 285293 Este, es de tipo intemperie y fue puesta en operación 1973.

La subestación puede considerarse como una subestación de maniobra y carga. Su configuración actual es doble barra en 220 kV, simple barra en 60 kV y en 10 kV. Esta configuración es flexible pues permite separar circuitos en cada una de las barras, pudiéndose así dividir sistemas; además tiene la confiabilidad pero no seguridad por falla en barras y en interruptores; es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental. Se adapta muy bien a los sistemas muy enmallados en donde es necesario disponer de flexibilidad. Se prevé que por el alto crecimiento de la generación en el centro, y el crecimiento de la demanda en esta zona, se tendrá un flujo de potencia importante por esta subestación, obteniéndose un aumento

del documento. Por lo anterior, se sugiere realizar las adecuaciones conservando la configuración actual de la subestación.

En la Figura 2.1 se muestra una vista satelital de la Subestación San Juan, en la Figura 2.2 se muestra su ubicación geográfica y conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN y en la Figura 2.3 se muestra el patio de llaves de 220 kV.



Figura 2.1 Vista satelital de la Subestación San Juan, S.J.M., Lima

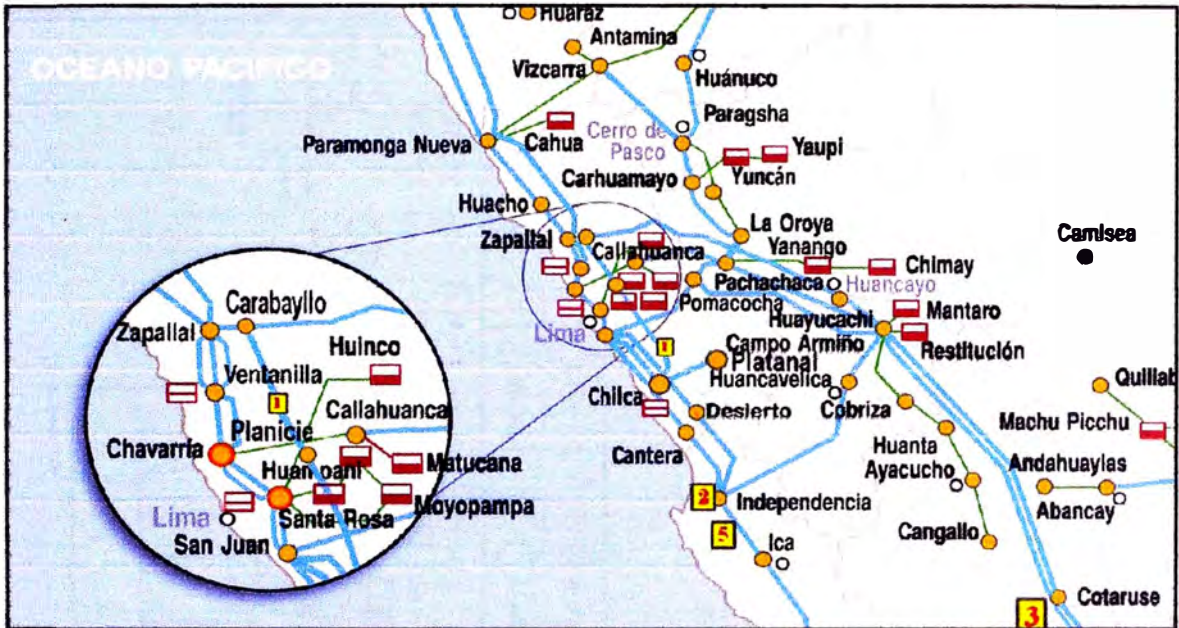


Figura 2.2 Ubicación de la Subestación San Juan



Figura 2.3 Patio de llaves inferior de 220 kV

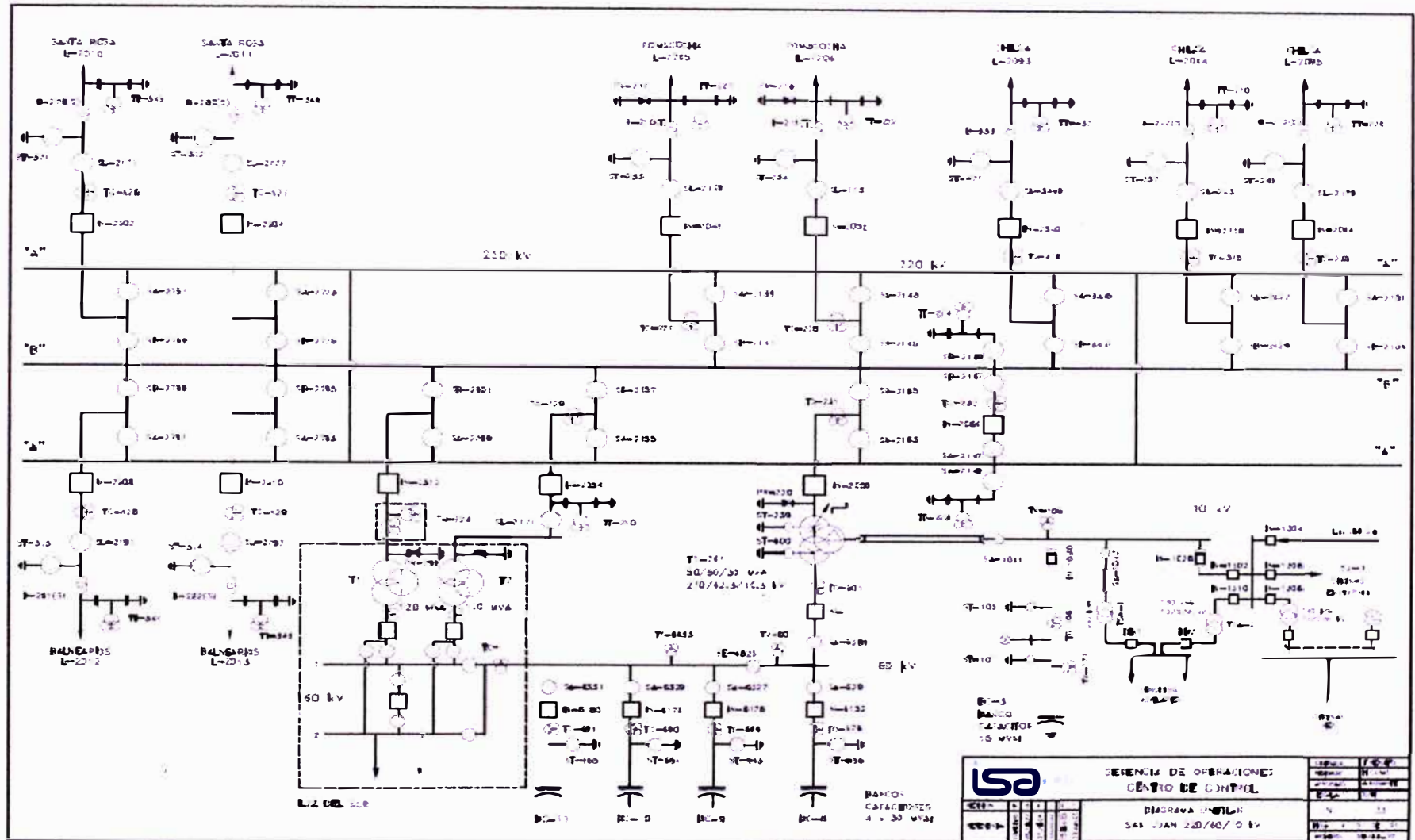


Figura 2.4 Unifilar de Subestación

En la Tabla 2.1 se presentan las condiciones ambientales de la Subestación San Juan.

Tabla 2.1 Condiciones Ambientales de la subestación

Descripción	SE San Juan
Altura (msnm)	76
Temperatura Mínima (°C)	17,6
Temperatura Media Anual (°C)	20,2
Temperatura Máxima (°C)	32
Humedad Relativa (%)	99
Nivel Ceráunico (descargas/km ² /año)	0 - 5
Velocidad Viento Máximo (km/h)	9

En el diagrama unifilar de la Figura 2.4, se puede apreciar las celdas que se encuentran equipadas y operativas.

La subestación está dividida físicamente en dos niveles unidos mediante una extensión de las barras. A nivel de 220 kV, la Subestación San Juan tiene un acoplamiento de barra y nueve celdas para las líneas. La barra de 60 kV tiene instalados cuatro celdas de bancos de capacitores 4 x 30 MVAR; y en la barra de 10 kV se encuentra instalado un banco de capacitores de 15 MVAR y también alimenta a los servicios auxiliares de la subestación.

A nivel de 220 kV, la subestación cuenta con las siguientes celdas:

- Línea Santa Rosa (L-2010)
- Línea Santa Rosa (L-2011)

- Línea Pomacocha (L-2205)
- Línea Pomacocha (L-2206)
- Línea Chilca (L-2093)
- Línea Chilca (L-2094)
- Línea Chilca (L-2095)
- Línea Bañeros (L-2012)
- Línea Bañeros (L-2013)
- Transformador T1-261
- Transformador 1 (Luz del Sur S.A.A.)
- Transformador 2 (Luz del Sur S.A.A.)
- Celda de acople.

Al respecto, la subestación cuenta con servicios auxiliares de corriente alterna y continua, sin embargo se revisará la capacidad para las nuevas instalaciones. Para los servicios auxiliares de corriente alterna se cuenta con la alimentación de dos transformadores, uno de 250 kVA y otro de 150 kVA de 10/0,380-0,22 kV; adicionalmente un circuito de 10 kV propiedad de Luz del Sur S.A.A., que es compartido con las empresas localizadas en San Juan, y un grupo electrógeno 380/220 VAC. Los servicios auxiliares de corriente continua están conformados por sistemas de 220 y 48 VDC.

Las alternativas de independizar la línea de 10 kV y del cambio del transformador se revisarán y ajustarán en la etapa de diseño y ejecución del proyecto y se coordinará con las empresas correspondientes.

Actualmente, se tiene dos sistemas de control automático, uno de los cuales es marca ALSTOM, encargado de controlar las celdas 2010, 2011, 2012 y 2013 y

otra marca SIEMENS, el cual controla las celdas 2205, 2206, 2093, 2094 y 2095 y la celda del banco de capacitores. Cada controlador tiene su propio enlace con el Centro de Control. Se tiene como proyecto unificar el sistema de control en uno solo.

En la subestación se tienen dos Unidades de terminal remota (RTU), una principal y otra de respaldo, marca SICAM PASS, utiliza el protocolo IEC 103 y tiene capacidad para soportar la ampliación de celdas a nivel de 220 kV. La protección diferencial de barras de la subestación es marca ALSTOM en 220 kV.

En la zona costera se cuenta con una red de microondas propia que se extiende desde la Subestación San Nicolás hasta Subestación Piura Oeste. También forman parte de dicha red las Subestaciones San Juan, Zapallal, Santa Rosa, Ventanilla y Chavarría. Esta red de microondas es el principal medio de soporte de las comunicaciones propias de la operación, mantenimiento y gestión del sistema eléctrico de potencia.

Las comunicaciones que soporta la red de microondas corresponden a servicios de:

- Telefonía: circuitos troncales entre las centrales telefónicas, abonados extendidos y telefonía de línea compartida
- Teleprotecciones como canal de respaldo
- Datos del sistema Control supervisor y adquisición de datos (SCADA) como canal principal.

Además se tiene un sistema de onda portadora, constituido por los enlaces sobre líneas de alta tensión entre las distintas subestaciones de la zona del

proyecto. Cuenta con una mezcla de equipos analógicos y digitales. Las nuevas líneas deben estar equipadas con tecnología digital.

Las comunicaciones por el sistema de onda portadora, corresponden a los servicios de:

- Telefonía: circuitos troncales entre centrales telefónicas y abonados extendidos.
- Teleprotecciones como canal principal.
- Datos del sistema SCADA como canal de respaldo.

2.2. CAPACIDAD ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN

2.2.1. Descripción de equipos de patio 220 kV actuales

El equipamiento electromecánico de esta subestación es apropiado para soportar las condiciones ambientales del área y cumple con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC 56-2).

2.2.1.1. Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia son del tipo exterior, con cámara de extinción en hexafluoruro de azufre (SF₆), tripolares, con posibilidad de mando local, distancia y remoto. El tipo de operación es unipolar.

La corriente nominal de los interruptores varía entre 2000 y 3150 A y la capacidad de ruptura simétrica es de 31,5 kA y 40 kA.

Tabla 2.2 Características de los interruptores 220 kV actuales

Celda	Equipo	Corriente Nominal (A)	Corriente Térmica	Año de Construcción
TRAFO 1 LDS CL-2003	IN-2312	2000	31,5 kA	1997
TRAFO 2 LDS CL-2003	IN-2054	2000	31,5 kA	1994
TRAFO REP CL-T1-261	IN-2058	2000	31,5 kA	1994
SANTA ROSA CL-2010	IN-2302	3150	40 kA / 3 s	1997
SANTA ROSA CL-2011	IN-2304	3150	40 kA / 3 s	1997
BALN EARIOS CL-2012	IN-2308	3150	40 kA / 3 s	1997
BALN EARIOS CL-2013	IN-2310	3150	40 kA / 3 s	1997
CHILCA CL-2095	IN-2064	2000	31,5 kA	1994
POMACOCHA CL-2205	IN-2048	2000	31,5 kA	1994
POMACOCHA CL-2206	IN-2050	2000	31,5 kA	1994
CHILCA CL-2093	IN-2540	2500	40 kA / 3 s	2006
CHILCA CL-2094	IN-2158	2500	40 kA / 3 s	2006
CL- ACOP	IN-2060	2000	31,5 kA	1994

2.2.1.2. Seccionadores

Los seccionadores son tripolares del tipo de dos columnas giratorias con apertura horizontal y central.

Tabla 2.3 Características de los seccionadores 220 kV actuales

Celda	Equipo	Corriente Nominal (A)	Corriente Térmica	Año de Construcción
TRAFO 1 LDS	SA 2799	1000	31,5 kA	1963
	SB 2801	1000	31,5 kA	1963
TRAFO 2 LDS	SB 2157	800	20 kA	1971
	SB 2155	800	20 kA	1971
	SL 2171	800	20 kA	1971
TRAFO REP	SA 2163	800	31,5 kA	1971
	SB 2165	800	31,5 kA	1971
SANTA ROSA CL-2010	ST 371	-	-	-
	SL 2271	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SA 2767	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SB 2769	2000	31,5 kA / 1 s	1997
SANTA ROSA CL-2011	ST 372	-	-	2000
	SL 2777	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SA 2773	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SB 2775	2000	31,5 kA / 1 s	1997
BALNEARIOS CL-2011	ST 373	-	-	2001
	SL 2791	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SA 2787	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SB 2789	2000	31,5 kA / 1 s	1997
BALNEARIOS CL-2013	ST 374	-	-	2001
	SL 2797	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SA 2793	2000	31,5 kA / 1 s	1997
	SB 2795	2000	31,5 kA / 1 s	1997
CHILCA CL-2095	ST 240	-	-	2001
	SL 2179	1250	40 kA / 1 s	2006
	SA 2151	1250	40 kA / 1 s	2006
	SB 2153	1250	40 kA / 1 s	2006
POMACUCHA CL-2205	ST 233	-	-	-
	SL 2129	800	20 kA	1971
	SA 2139	800	20 kA	1971
	SB 2141	800	20 kA	1971

Tabla 2.3 Características de los seccionadores 220 kV actuales
(Continuación)

Celda	Equipo	Corriente Nominal (A)	Corriente Térmica	Año de Construcción
POMACOCHA CL-2205	ST 233	-	-	-
	SL 2129	800	20 kA	1971
	SA 2139	800	20 kA	1971
	SB 2141	800	20 kA	1971
POMACOCHA CL-2206	ST 234	-	-	1971
	SL 2131	800	20 kA	1971
	SA 2143	800	20 kA	1971
	SB 2145	800	20 kA	1971
CHILCA CL-2093	ST 477	-	-	2001
	SL 3449	1250	40 kA / 1 s	2006
	SA 3445	1250	40 kA / 1 s	2006
	SB 3447	1250	40 kA / 1 s	2006
CHILCA CL-2094	ST 237	-	-	2001
	SL 2431	1250	20 kA / 1 s	1982
	SA 2427	1250	20 kA / 1 s	1982
	SB 2429	1250	20 kA / 1 s	1982
CL- ACOP	SB-2169	800	20 kA / 1 s	1971
	SA-2147	800	20 kA / 1 s	1971
	SB-2167	800	20 kA / 1 s	1971
	SA-2149	800	20 kA / 1 s	1971

El sistema de mando de las cuchillas es motorizado y permiten el accionamiento manual en caso de falla del sistema motorizado.

Los seccionadores de línea están equipados con cuchillas de puesta a tierra de operación motorizada, y permiten el accionamiento manual en caso de falla del sistema motorizado.

2.2.1.3. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión son del tipo capacitivo. Tienen dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección.

Tabla 2.4 Características de los transformadores de tensión 220 kV

Celda	Equipo	Tensión Secundaria (V)	Núcleo Medida		Núcleo Protección		Año Fabricación
			Clase	VA	Clase	VA	
TRAFO 2 LDS	TV-201	100/√3	0.5	50	3P	50	2000
SANTA ROSA CL-2010	TT-345	100/√3	0.5	50	3P	50	1997
SANTA ROSA CL-2011	TT-346	100/√3	0.5	50	3P	50	1997
BALNEARIOS CL-2012	TT-347	100/√3	0.5	50	3P	50	1998
BALNEARIOS CL-2013	TT-348	100/√3	0.5	50	3P	50	1998
CHILCA CL-2095	TT-226	100/√3	0.5-3P	50	0.5-3P	50	2006
POMACOCHA CL-2205	TT-221	100/√3	0.5	50	3P	50	1995
POMACOCHA CL-2206	TT-221	100/√3	0.5	50	3P	50	1995
CHILCA CL-2094	TT-270	100/√3	0.5	50	3P	80	2000
CHILCA CL-2093	TT-432	100/√3	0.5-3P	50	0.5-3P	50	2006
CL - ACOP	TT-224	100/√3	0.5	50	-	-	1971
	TT-223	100/√3	0.5	50	-	-	1971

Los transformadores de tensión de las celdas de línea, permiten el acoplamiento del sistema de telecomunicaciones mediante onda portadora.

2.2.1.4. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente de 220 kV, son del tipo columna, con doble relación en el primario y cuatro arrollamientos secundarios, uno para medición y tres de protección.

Tabla 2.5 Características de los transformadores de corriente 220 kV

Celda	Equipo	Ip (A)	Is (A)	Corriente Térmica (kA/1 s)	Núcleo Medida		Núcleo Protección		Año Fabricación
					Clase	VA	Clase	VA	
TRAFO 2 LDS	TC 229	750	1	40	0.2	40	30	5P20	1991
TRAFO REP	TC 231	75/ 150	1	22/30	0.5	50	50	5P20	1995
SANTA ROSA CL-2010	TC 426	600/ 1200	1	31,5	0.5	30	30	5P20	1997
SANTA ROSA CL-2011	TC 427	600/ 1200	1	31,5	0.5	30	30	5P20	1997
BALNEARIOS CL-2012	TC 428	600/ 1200	1	31,5	0.5	30	30	5P20	1997
BALNEARIOS CL-2013	TC 429	600/ 1200	1	31,5	0.5	30	30	5P20	1997
CHILCA CL-2095	TC 235	625/ 1250/ 2500	1	40	0.2	5	5	5P20	2006
POMACOCHA CL-2205	TC 227	600/ 1200	1	31,5	0.5	30	30	5P20	1997
POMACOCHA CL-2206	TC 228	600/ 1200	1	31,5	0.5	30	30	5P20	1997
CHILCA CL-2093	TC 478	625/ 1250/ 2500	1	40	0.2	5	5	5P20	2006

Tabla 2.5 Características de los transformadores de corriente 220 kV**(Continuación)**

Celda	Equipo	I _p (A)	I _s (A)	Corriente Térmica (kA/1 s)	Núcleo Medida		Núcleo Protección		Año Fabricación
					Clase	VA	Clase	VA	
CHILCA CL-2094	TC 315	625/ 1250/ 2500	1	40	0.2	5	5	5P20	2006
CL - ACOP	TC-232	750/ 1500	1	40	0.2	5	5	5P20	1990

2.2.1.5. Pararrayos

Los pararrayos son del tipo óxido de zinc de tensión nominal para 220 kV, la tensión de corte es de 198 kV, y la corriente de descarga 10 kA. Los pararrayos tienen sus respectivos contadores de descargas, los pararrayos están ubicados solo en las celdas CL-2205, CL-2206 y del transformador T1-261.

2.2.1.6. Trampas de onda

Las trampas de onda instaladas en la Subestación San Juan están suspendidas por cadenas de aisladores a los pórticos de esta. Las trampas de onda tienen las siguientes características:

Inductancia	:	[0,2 – 1– 2] mH
Ancho de banda entre	:	[256 – 506], [80 – 289,3], [32 – 169,7] kHz
Impedancia de bloqueo	:	600 Ω
Tensión nominal	:	220 kV
Corriente nominal	:	800 A
Corriente de corta duración	:	[20 - 25] kA

2.2.2. Descripción del sistema de puesta de tierra

El sistema de puesta a tierra consiste de dos mallas, una malla profunda enterrada a 1,75 m, compuesta de un cable de cobre de una sección circular de 160 mm², y una malla superficial, enterrada a 0,8 m, compuesta por una platina de cobre de 40 mm de ancho por 3 mm de grosor, es decir un área de 120 mm².

Las colas de conexión a equipos y a las estructuras metálicas en el patio superior se realizaran con platina de cobre de las mismas características a la existente en la malla superficial, sin embargo la puesta a tierra de los equipos y estructuras del patio inferior se hace mediante cable de cobre de 67,4 mm² y 107 mm².

La descripción de la bajada de conexión a tierra de los diferentes equipos se puede dividir en varios casos:

- **Caso I:** Equipos aterrizados con platina de cobre. En este caso cada estructura del equipo esta conectada a una platina y mediante la extensión de esta se aterriza el equipo, como es el caso de los TT, TC y pararrayos en el patio superior. Se incluyen también las columnas metálicas de los pórticos de dicho patio.
- **Caso II:** Equipos como seccionadores e interruptores, se aterrizan mediante una platina conectada a cada una de las estructuras metálicas que los sostiene, es decir, que cada equipo posee mínimo dos platinas conectadas.
- **Caso III:** Columnas de pórticos aterrizadas mediante un cable de cobre 107 mm^2 .
- **Caso IV:** Columnas de los pórticos del patio inferior aterrizadas mediante dos cables de cobre $67,4 \text{ mm}^2$.
- **Caso V:** Equipos aterrizados con cable de cobre 107 mm^2 , donde cada estructura del equipo está conectada a un cable de cobre y mediante la estructura se aterriza el equipo, como ejemplo están los seccionadores e interruptores. En este caso se incluyen también algunas columnas metálicas de los pórticos del patio inferior.

2.2.3. Descripción de los conductores y barras de 220 kV

La Subestación San Juan se utilizan dos tipos de conductores en la Barra A y en la Barra B respectivamente:

- Conductor Narcissus de 33,03 mm de diámetro y 645,3 mm² de sección transversal. Para la Barra A se emplea un haz de dos conductores por fase, la capacidad de cada uno de los conductores se de 1130 A.
- Conductor Cowslip de 41,36 mm de diámetro y 1010 mm² de sección transversal. Para la Barra B se emplea un haz de dos conductores por fase, la capacidad de cada uno de los conductores se de 1500 A.
- Conductor Narcissus de 33,03 mm de diámetro y 645,3 mm² de sección transversal en las derivaciones y conexiones de equipos.

2.2.4. Descripción de las estructuras y pórticos

Las estructuras de pórticos y equipos en la Subestación San Juan tienen una conformación mixta en celosía de perfiles metálicos angulares y perfiles de alma llena tipo H.

CAPÍTULO 3

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Se estudió y analizó los diferentes casos de congestión de la red eléctrica del Perú que se presentan actualmente y los del futuro, como consecuencia del crecimiento de la carga y el ingreso de nuevos proyectos de generación. Dicho plan define un programa de equipamiento del sistema de transmisión, que permite garantizar la calidad, continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico, en el periodo del 2008 al 2016.

Un aspecto relevante que hace necesaria la ampliación de la red de transmisión, es la tasa de crecimiento de la demanda promedio de 5,2% en el escenario conservador, 6,4% en un escenario medio, y 7,3% en el escenario optimista. Cabe anotar que los incrementos mas grandes se dan entre los años 2008 y 2012, dándose por ejemplo, en el escenario optimista, un crecimiento promedio de casi el 9% por año.

En la región cercana a Lima ingresaron importantes proyectos de generación, que se sumaron en los años (2008 — 2010) cerca de 1400 MW, y entre el 2010 y el 2016, sumaran cerca de 3400 MW, lo cual es un crecimiento muy significativo de la generación, que estará concentrada cerca al mayor centro de

carga del país. Por tal motivo, se espera que se deba reforzar las redes de transmisión y las subestaciones asociadas con estos proyectos.

Tabla 3.1 Proyectos de expansión relacionados con la SE San Juan y proyectos de generación cercanos al área

PROYECTO	AÑO	OBSERVACIONES
Repotenciación de líneas de 220 kV (Pomacocha – San Juan) a 180 MVA.	2008	
Traslado de generación de Calana (G1, G2, G3, G4)	2009	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 26 MW.
Traslado de la turbogas Mollendo	2009	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 71 MW.
Generador térmico 3 de Enersur	2009	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 170 MW.
Generador térmico 2 de Kallpa	2009	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 170 MW.
Turbogas Camisea 3	2009 2013	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 170 MW. Entra en el 2009 en el escenario optimista, y en el 2013 en el escenario conservador
Central térmica Oquendo	2009	Con gas natural. Potencia de 50 MW
Entrada en operación de la subestación Planicie y traslado de carga atendida desde Industriales a ésta.	2010 2011	Este proyecto evita que se sobrecarguen las líneas Chilca – San Juan - Industriales
Línea San Juan – Chilca 220 kV	2010	Evacuar la alta generación que hay en Chilca y que se distribuye a Lima y hacia el sur medio.
Central hidráulica Platanaí	2010	Proyecto de generación programado. Potencia 220 MW. Se conectará a la subestación Chilca 220 kV.
Turbogas Camisea 4	2010 2013	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 170 MW. Entra en el 2010 en el escenario optimista, y en el 2013 en el escenario conservador
Turbogas Camisea 5	2010	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 170 MW. Sólo se considera en el escenario optimista.

Tabla 3.1 Proyectos de expansión relacionados con la SE San Juan y proyectos de generación cercanos al área (Continuación)

PROYECTO	AÑO	OBSERVACIONES
Turbogas Santa Rosa	2010	Generador térmico de gas natural, con una potencia de 186 MW. Se conecta a la subestación Santa Rosa 220 kV.
Turbogas Camisea 6	2011	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 170 MW. Sólo se considera en el escenario optimista.
Turbogas Camisea 7	2011	Aprovecha el gas natural de Camisea, con una potencia de 170 MW. Sólo se considera en el escenario optimista.
Cierre de ciclo combinado Camisea 1	2011 2013	Aprovecha el gas natural de Camisea. Potencia 520 MW. Entra en el 2011 en el escenario optimista, y en el 2013 en el escenario optimista.
Cierre de ciclo combinado Camisea 2	2012	Aprovecha el gas natural de Camisea. Potencia 520 MW. Sólo se considera en el escenario medio.
Proyecto de aumento de capacidad y de estandarización de transformación en la SE San Juan	2012 2016	Cambio de los transformadores actuales de 120 MVA por transformadores de 180 MVA

Con la finalidad de atender oportunamente el crecimiento y las necesidades del sistema en el corto plazo, así como cumplir las obligaciones del contrato de concesión referente a ampliaciones, se plantea un mejoramiento en las Subestación de San Juan.

Este mejoramiento se requiere dado el incremento de las corrientes de cortocircuito producto de la ampliación del sistema de transmisión 220 kV y 500 kV y los nuevos proyectos de generación eléctrica.

3.1. CÁLCULO DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo o definición de los niveles de cortocircuito de la subestación, se ha realizado estudios de cortocircuito con el programa de simulación DigSILENT PoWer Factory. El programa realiza los cálculos de cortocircuito mediante diferentes métodos, entre los cuales se destacan los de las Normas IEC 60909, ANSI C37, VDE 0102 y al método completo de superposición.

Contando con una base de datos completa del sistema eléctrico del Perú, la cual ha sido elaborada por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y ampliada y validada por la concesionaria, que incluye los niveles de tensión de 500 kV (futuro), 220 kV, 138 kV, 60 kV, 22,9 kV, entre otros.

Para realizar los estudios se establecen los casos de estudio con base en las diferentes condiciones de demanda (máxima, media y mínima) y los escenarios de generación que se puedan dar, dependiendo de la época del año (avenida y estiaje).

De acuerdo con los diferentes estudios, análisis operativos y de planeación, se obtuvo la condición mas crítica o escenario más exigente que puede darse en la red para el año 2016:

- Escenario de crecimiento de la demanda: optimista
- Escenario de Generación: alta concentración de generadores en el área centro.

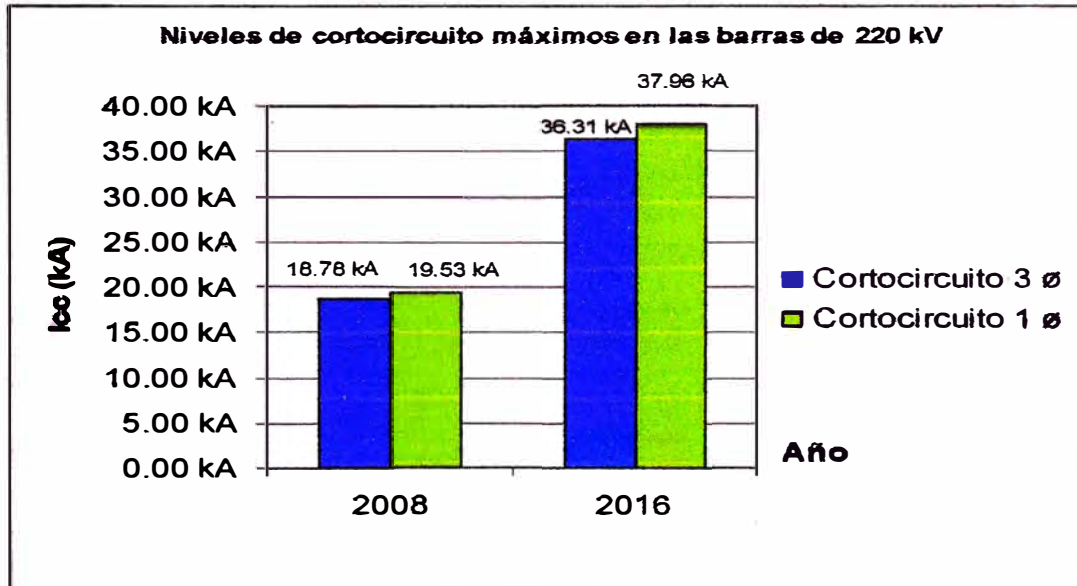
Con este escenario se obtiene una corriente de cortocircuito elevada (16% mayor) que permite cubrir el largo plazo.

Para la elaboración del proyecto de mejoramiento de la Subestación San Juan, se tomo como referencia los nuevos proyectos que se ingresaron y realizo simulaciones con otros proyectos de generación que recientemente han solicitado su ingreso al sistema. De acuerdo con este documento, los niveles de cortocircuito que se tendrán en la Subestación San Juan para el año 2016 son:

Tabla 3.2 Niveles de cortocircuito máximos en las barras

Año	Nivel de Tensión	Cortocircuito Trifásico	Cortocircuito Monofásico
2008	220 kV	18,78 kA	19,53 kA
2016	220 kV	36,31 kA	37,96 kA

Figura 3.1 Niveles de cortocircuito máximos en las barras



3.2. ANÁLISIS DE LA ADECUACIÓN INTEGRAL

3.2.1. Instalaciones proyectadas

Para la adecuación integral de la Subestación San Juan a nivel de 220 kV se deberá analizar la capacidad de las barras, conductores y cables

asociados, así como la evaluación de la capacidad de los equipos y las adecuaciones civiles.

En resumen, la Subestación San Juan a 220 kV contará con las siguientes celdas:

- Línea Santa Rosa (L-2010),
- Línea Santa Rosa (L-2011),
- Línea Pomacocha (L-2205),
- Línea Pomacocha (L-2206),
- Línea Chilca (L-2093),
- Línea Chilca (L-2094),
- Línea Chilca (L-2095),
- Línea Chilca (Futura línea sin numeración),
- Línea Balnearios (L-2012),
- Líneas Balneáries (L-2013),
- Transformador T1-261,
- Transformador 1 (Luz del Sur S.A.A.),
- Transformador 2 (Luz del Sur S.A.A.),
- Campo de acople,
- Transformador 1 a Camisea,
- Transformador 2 a Camisea y
- Transformador 3 a Camisea.

Para el análisis de las necesidades de la Subestación San Juan por el aumento de cortocircuito, se tendrán en cuenta los siguientes factores:

- Efecto del cortocircuito proyectado para 2016 en los equipos de patio y estructuras de equipos de patio, instalados en la subestación.
- Efecto del cortocircuito proyectado para 2016 en la separación de fases de las templas de conexión y las barras de la subestación.
- Efecto del flujo de carga proyectado para 2016 en las estructuras de pórticos y equipos de la subestación.
- Efecto del cortocircuito proyectado para 2016 en el sistema de puesta a tierra instalada en la subestación.

3.2.2. Análisis de la capacidad nominal de los equipos de patio – Año 2016

Se realizó la verificación teniendo en cuenta la entrada de la nueva línea San Juan-Chilca, analizando el plan de expansión para los años 2008, 2009, 2010, 2012 y 2016 y logrando establecer las máximas corrientes que circularían por las barras dependiendo de diversos escenarios operativos de la subestación.

- Escenario 1: Todas las líneas conectadas en la Barra A.
- Escenario 2: Todas las líneas conectadas en la Barra B.
- Escenario 3: Todas las líneas con potencia de generación conectadas en la Barra A y las líneas con potencia de carga en la Barra B.

Estos análisis se realizaron para la situación más crítica de la red, la cual se da en el periodo de Estiaje, demanda máxima; y son una

aproximación de las condiciones que se tendrían en el futuro, dando una serial de cuál podría ser el valor de la corriente que circularía por los equipos, bajo condiciones de operación que pueden darse en un momento determinado.

Tabla 3.3 Corrientes máximas de flujo de carga, para distintos escenarios, en distintos años

Año	Escenario	Máxima Corriente Barra A (A)	Máxima Corriente Barra B (A)	Máxima Corriente Acople (A)
2008	1	1309	N/A	N/A
	2	N/A	1273	N/A
	3	1273	1273	1273
2009	1	2027	N/A	N/A
	2	N/A	3113	N/A
	3	3113	3113	3113
2010	1	1570	N/A	N/A
	2	N/A	2410	N/A
	3	2410	2410	2410
2012	1	1763	N/A	N/A
	2	N/A	2324	N/A
	3	3294	3294	3294
2016	1	1371	N/A	N/A
	2	N/A	1828	N/A
	3	2290	3241	3241

En la Figura 3.2, Figura 3.3 y Figura 3.4 se muestran los flujos de corriente para los diferentes escenarios mencionados en el año 2016.

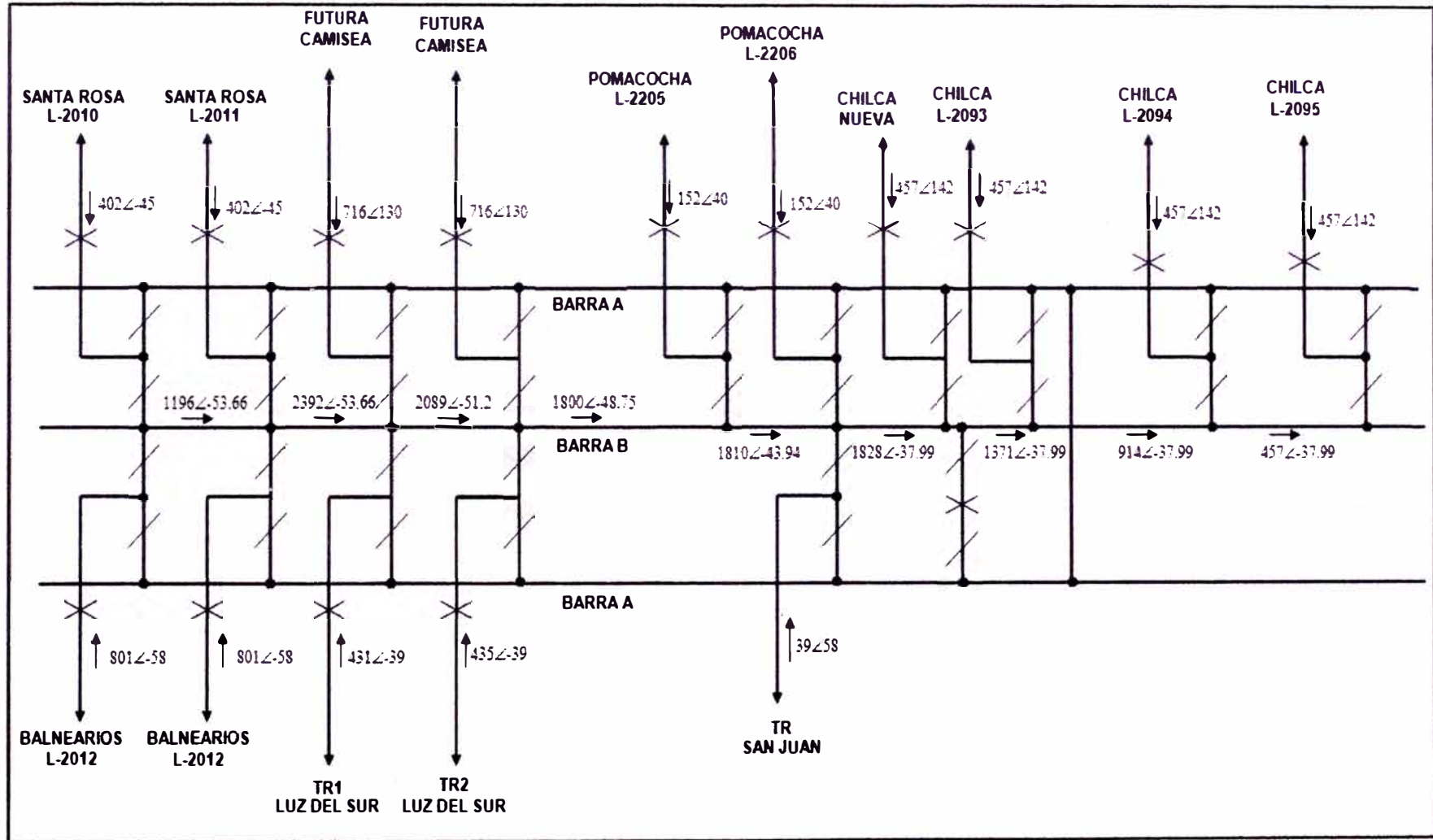


Figura 3.3 Flujo de corriente en la subestación para 2016, según escenario 2

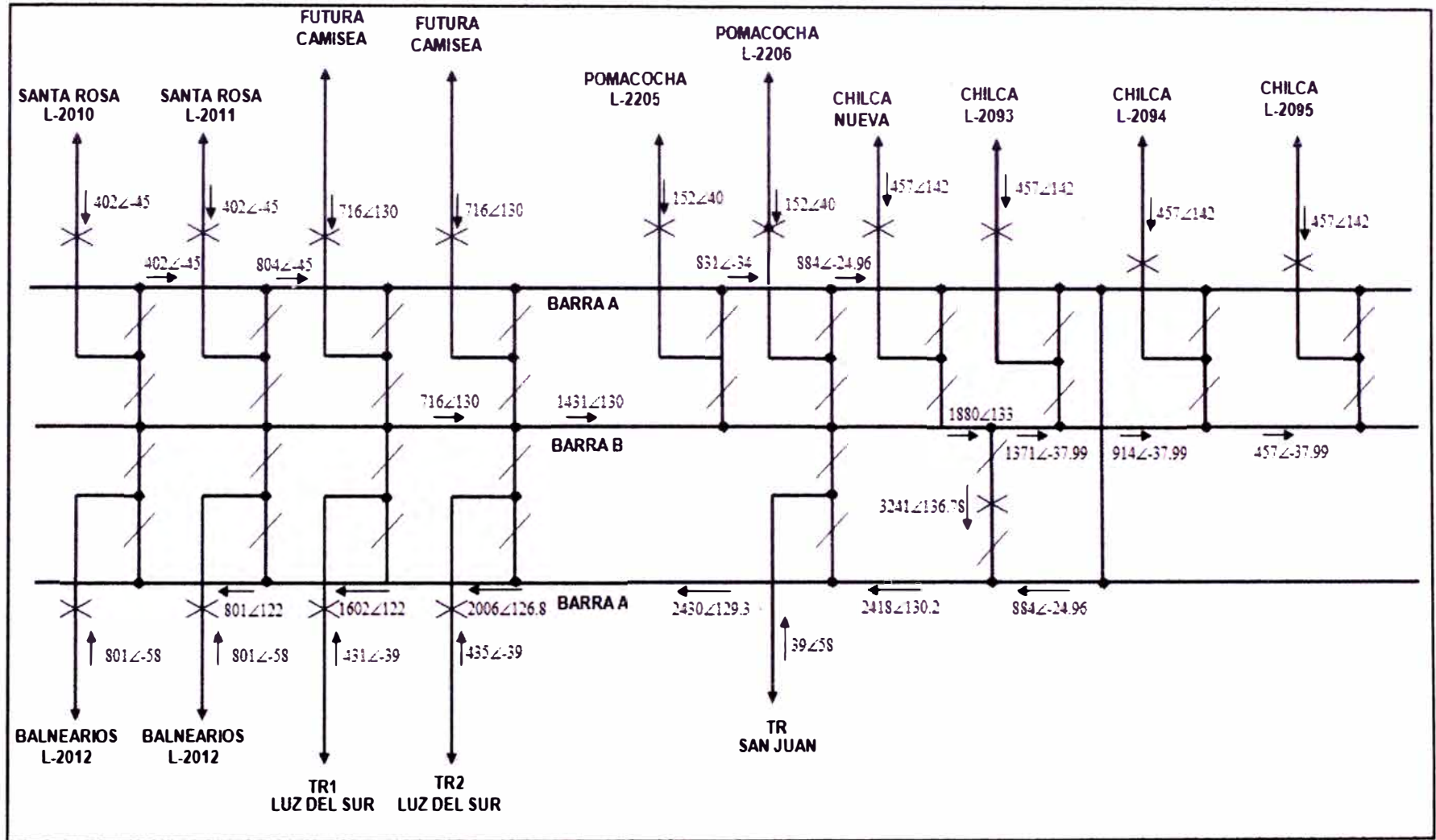


Figura 3.4 Flujo de corriente en la subestación para 2016, según escenario 3

Teniendo en cuenta la soportabilidad de los conductores existentes en las barras, un haz de dos conductores Narcissus en la Barra A (2260 A), un haz de dos conductores Cowslip en la Barra B (3000 A) y un haz de dos conductores Narcissus en la celda de Acople, se hace evidente que en el año 2009 se supera la capacidad nominal de los conductores, esto debido a la entrada del nuevo proyecto de la línea San Juan-Chilca. Sin embargo con la entrada del proyecto Chilca-Planicie-Zapallal en el año 2010, los flujos cambian y se normaliza la situación de las barras en la subestación.

Para el año 2009, se tiene una corriente en el acople de las barras de 3113 A; teniendo en cuenta que la corriente nominal de los seccionadores es 800 A, la corriente del interruptor es 2000 A y la del transformador de corriente es 1500 A, se concluye que se deberán cambiar estos equipos para que soporten una corriente nominal igual o superior a 4000 A.

Con la entrada en operación de la generación de Camisea en el año 2012, se vuelve a presentar conflicto en las barras de la subestación para este año, por lo tanto se recomiendan diversas alternativas en la Subestación San Juan.

- Repotenciar las barras y el campo de acople simultáneamente con la entrada de la nueva línea a Chilca considerando la futura proyección de carga al 2016.
- Repotenciar solo los tramos que soportan las sobrecargas en el año 2010, las cuales coinciden con la entrada de la nueva línea a

Chilca. Dichos tramos corresponden al acople de barras y a las Barras A y B -entre el acople y el transformador 2 de Luz del Sur-.

- Implementar redistribuciones topológicas en la subestación para que no se presenten sobrecargas en las barras durante el año 2011 y realizar la repotenciación de las barras y el acople para el 2012.

De acuerdo al análisis anterior se implementara la repotenciación de la barra y el campo de acople dentro de los trabajos de mejoramiento.

3.2.3. Análisis de la capacidad ante el cortocircuito de los equipos de patio

De acuerdo con los estudios de cortocircuito elaborados por la concesionaria, para la Subestación San Juan, se tienen los siguientes niveles de cortocircuito para el año 2016, mostrados en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Máximas corrientes de cortocircuito que se tendrían en los equipos de la Subestación San Juan con falla al 0.01 % de cada línea

Celda	Corriente de Cortocircuito 1 ø (kA)	Corriente de Cortocircuito 3 ø (kA)
Corriente en la Barra	37,96	36,31
Línea San Juan - Santa Rosa L-2010	33,82	31,56
Línea San Juan - Santa Rosa L-2011	33,82	31,56
Línea San Juan - Bañeros L-2012	36,3	35,32
Línea San Juan - Bañeros L-2013	36,3	35,32
Línea San Juan - Chilca REP Nueva	34,99	32,76
Línea San Juan - Chilca REP L-2093	34,99	32,76
Línea San Juan - Chilca REP L-2094	34,99	32,76
Línea San Juan - Chilca REP L-2095	34,99	32,76
Línea San Juan - Pomacocha L-2206	36,84	34,96
Línea San Juan - Pomacocha L-2205	36,84	34,96
TRF 1 220/60/10 kV, 180/180/60 MVA Luz del Sur	36,7	35,86
TRF 2 220/60/10 kV, 180/180/60 MVA Luz del Sur	36,69	35,86
TRF 3 220/60/10 kV, 50/50/30 MVA (Banco de capacitores)	37,71	36,31
TRF del grupo de generación TG-CAM4 de 180 MW	34,79	33,96
TRF del grupo de generación TG-CAM5 de 180 MW	34,79	33,96
TRF del grupo de generación TG-CAM10 de 180 MW	34,79	33,96

La corriente de cortocircuito en la barra es:

- Corriente de cortocircuito trifásico: 36,31 kA
- Corriente de cortocircuito monofásico: 37,96 kA

Los valores anteriores de corriente de cortocircuito están por encima de la corriente de cortocircuito normalizada de la subestación que es de 31,5 kA.

3.2.4. Verificación de las barras por corriente de cortocircuito

Para verificar si el conductor de las barras instalado actualmente cumple con el valor de corriente de cortocircuito para el año 2016, se verifica que los conductores de la barra (Narcissus, Cowslip y AAAC 490 mm²), cuenten con la capacidad suficiente para soportar dicha corriente generada durante un cortocircuito en el tiempo previsto de despeje de la falla. En este caso, los cálculos se hacen para 0,5 s. Para ello se utilizan las formulas sugeridas en las Norma IEEE Std 80-2000 y Norma IEC 60865-1.

3.2.4.1. Formulación Norma IEEE Std 80-2000

De acuerdo con esta norma la capacidad de corriente de cortocircuito se calcula de la siguiente manera:

$$I = A \sqrt{\left(\frac{TCAP10^{-4}}{tc\alpha_r\rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}$$

I:	Corriente rms en kA.
A:	Sección del conductor en mm ²
T _m :	Temperatura máxima en °C
T _a :	Temperatura inicial del conductor en °C
T _r :	Temperatura referencia del material en °C
α ₀ :	Coefficiente de resistividad a 0°C en 1/ °C
α _r :	Coefficiente de resistividad a temperatura T _r en 1/°C
ρ _r :	Resistividad del conductor a temperatura T _r en μΩ-cm
K ₀ :	1/α ₀ ó (1/α _r) - T _r en °C.
t _c :	Tiempo de duración del cortocircuito en s
TCAP:	Factor de capacidad térmica que depende del material del conductor en J/ (°C.mm ³)

3.2.4.2. Formulación Norma IEC 60865-1

De acuerdo con esta norma la capacidad de corriente de cortocircuito se calcula de la siguiente manera:

$$I = A \sqrt{\left(\frac{\kappa_{20} c \rho}{T_{kr} \alpha_{20}} \right) \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20} (\theta_e - 20^\circ\text{C})}{1 + \alpha_{20} (\theta_b - 20^\circ\text{C})} \right)}$$

I:	Corriente rms en A.
A:	Sección del conductor en m^2
κ_{20} :	Conductividad específica a $20^\circ C$ en $1/\Omega m$
C:	Capacidad térmica específica en $J / (kg^\circ C)$
ρ :	Masa específica en kg/m^3
T_{kr} :	Tiempo de duración del cortocircuito en s
α_{20} :	Coefficiente de temperatura en $1/^\circ C$.
θ_b :	Temperatura del conductor al inicio del cortocircuito en $^\circ C$.
θ_e :	Temperatura del conductor al final del cortocircuito en $^\circ C$.

Cuando la temperatura de referencia sea diferente de $20^\circ C$ se modifican los parámetros en la fórmula.

3.2.4.3. Cálculo de la capacidad de conductores flexibles conductor Narcissus de $645,3 \text{ mm}^2$

En la Tabla 4.3 se muestra el cálculo para verificar la capacidad de corriente de cortocircuito del conductor Narcissus de $645,3 \text{ mm}^2$.

Tabla 3.5 Verificación capacidad de cortocircuito conductor Narcissus

Datos de entrada: Narcissus calibre de 645,3 mm²					
Método IEEE Std 80			Método IEC 60865-1		
Parámetro	Unidad	Valor	Parámetro	Unidad	Valor
A	mm ²	645,3	κ_{20}	1/ Ω m	34,8 10 ⁸
T _m	°C	200	α_{20}	1/°C	0,004
T _a	°C	80	ρ	kg/m ³	2700
α_r	SIN	0,00403	C	J/(kg°C)	910
ρ_r	$\mu\Omega$ -cm	2,83	θ_a	°C	200
T _r	°C	20	θ_b	°C	80
K ₀	Sin	228,14	θ_{ref}	°C	20
t _c	s	0,5	A	mm ²	645,3
TCAP	J/cm ³ /°C	2,556	T _{kr}	s	0,5
Datos de salida: Narcissus calibre de 645,3 mm²					
Método IEEE Std 80			Método IEC 60865-1		
I (t _c =0,5 s)	KA	78,40	I (t _{kr} =0,5 s)	KA	76,32

De acuerdo con las dos metodologías la capacidad de cortocircuito del conductor Narcissus en las condiciones ambientales del sitio es de 76 kA durante 0,5 ms, valor superior a las corrientes proyectadas para el 2016 (3 σ : 36,31 kA, 1 σ : 37,96 kA), y a la estimada para el diseño de 40 kA, por lo tanto el cable soportare el incremento en el nivel de cortocircuito.

3.2.4.4. Cálculo de la capacidad de conductores flexibles conductor

Cowslip

En la Tabla 4.4 se muestra el cálculo para verificar la capacidad de corriente de cortocircuito del conductor Cowslip.

Tabla 3.6 Verificación capacidad de cortocircuito conductor Cowslip

Datos de entrada: AAC 491 mm²					
Método IEEE Std 80			Método IEC 60865-1		
Parámetro	Unidad	Valor	Parámetro	Unidad	Valor
A	mm ²	1010	κ_{20}	1/Ωm	34,8 10 ⁸
T _m	°C	200	α_{20}	1/°C	0,004
T _a	°C	80	ρ	kg/m ³	2700
α_r	SIN	0,00403	C	J/(kg°C)	910
ρ_r	μΩ-cm	2,83	θ_a	°C	200
T _r	°C	20	θ_b	°C	80
K ₀	Sin	228,14	θ_{ref}	°C	20
t _c	S	0,5	A	mm ²	1010
TCAP	J/cm ³ /°C	2,556	T _{kr}	s	0,5
Datos de salida: AAC 491 mm²					
Método IEEE Std 80			Método IEC 60865-1		
I (t _c =0,5 s)	kA	122,63	I (t _{kr} =0,5 s)	kA	119,46

De acuerdo con las dos metodologías para el cálculo de la capacidad de cortocircuito del conductor Cowslip, para las condiciones ambientales del sitio, es de 119 kA durante 0,5 ms, valor superior a las corrientes proyectadas para el 2016 (3ø: 36,31 kA, 1ø: 37,96 kA) y a la estimada para el diseño de 40 kA; por lo tanto el cable es adecuado para el incremento en el nivel de cortocircuito.

3.2.5. Revisión de la separación entre fases en las barras y templeas de conexión

Se deben verificar las templeas de conexión de cada celda y las de las barras, esto debido a que en la subestación se tienen varios tipos de conductores y algunas templeas son de un solo conductor. El efecto de la nueva corriente de cortocircuito hará que los esfuerzos cambien y se

puedan producir acercamientos entre las fases. Las alternativas de solución se plantean a continuación:

- Cambio de cables
- Instalación de contrapesos
- Templado de vanos

Para encontrar la mejor solución es necesaria la verificación de cada caso en particular.

La metodología para esta verificación se presenta en el ítem 4.2.3.

3.2.6. Verificación de las estructuras y fundaciones existentes

3.2.6.1. Estructuras y fundaciones de pórticos

Actualmente no se evidencia corrosión avanzada en las estructuras, existe coloración café clara de los perfiles de las estructuras por acumulación de partículas de polvo.

Para la adecuación, las estructuras y fundaciones de pórticos que vayan a ser intervenidas deben ser verificadas de acuerdo a los nuevos parámetros establecidos de cortocircuito y sismo.

3.2.6.2. Estructuras y fundaciones de equipos

El estado general de los concretos secundarios de las columnas y de los pórticos y de equipos es bueno. No se presenta estado patológico que amerite rehabilitación o que implique inhabilidad estructural.

Se presentan algunas fisuras en pedestales que pueden atribuirse a retracción de fraguado o dilatación térmica que no revierte importancia y no implican compromiso estructural.

Para la adecuación, las estructuras y fundaciones de equipos deben ser verificadas de acuerdo a las nuevas características de los equipos a instalar, además al igual que para los pórticos, se deben tener en consideración los nuevos parámetros establecidos de cortocircuito y sismo.

3.2.7. Verificación del sistema de puesta a tierra de la subestación

De acuerdo a la medición de la resistencia de puesta a tierra realizada en la Subestación San Juan, el valor de la malla de puesta a tierra es de 0,15 Ω .

En el año 2016, para la verificación del G.P.R., se realizó una simulación en el programa A.T.P. (Alternative Transient Program), considerando los diferentes aportes de los circuitos conectados a la subestación.

Luego de realizar esta simulación, se obtuvo una corriente por la malla de 34,158 A, lo que causa un Potencial absoluto de la red de tierras (GPR) de 5,123 V, valor que no cumple lo exigido por el Código Nacional de Electricidad (CNE) – Utilización, sección 190-340(1), que establece como valor máximo admisible para el GPR, 5,000 V.

CAPÍTULO 4

DESARROLLO DEL PROBLEMA

4.1 EVALUACIÓN DE LA ADECUACION INTEGRAL

De acuerdo con los análisis hechos en el numeral 3.2, se concluye que para los niveles de corriente de cortocircuito de la Subestación San Juan en el 2016, la corriente de cortocircuito de diseño de la subestación de 220 kV debe aumentarse a 40 kA. De acuerdo con lo anterior, deben tenerse las siguientes consideraciones a reemplazar:

- Interruptores IN-2312 (Luz del Sur CL-TRAFO 1), IN-2054 (Luz del Sur CL-TRAFO 2), IN-2058 (TRAFO REP CL-T1-261), IN-2064 (línea Chilca CL-2095), IN-2048 (línea Pomacocha CL-2205), IN-2050 (línea Pomacocha CL-2206) y IN-2060 (acople), en total son 7 interruptores.
- Los seccionadores de 220 kV SA-2799, SB-2801, SA-2155, SB-2157, SL-2171, SA-2163, SB-2165, SA-2767, SB-2769, SL-2771, SA-2773, SB-2775, SL-2777, SA-2787, SB-2789, SL-2791, SA-2793, SB-2795, SL-2797, SA-2427, SB-2429, SL-2431, SA-2139, SB-2141, SL-2129, SA-2143, SB-2145, SL-2131, SA-2147, SB-2167 en total 30 seccionadores.

- Los transformadores de corriente 220 kV TC-231, TC-426, TC-427, TC-428, TC429, TC-227, TC-228, TC-232, en total 24 transformadores de corriente.
- Las trampas de onda en todos los campos, en total son 9 trampas.
- Los pararrayos de las celdas 2205, 2206 y del transformador T1-261. En total son 9 pararrayos.
- Los conectores de equipos a reemplazar.
- Mediante el flujo de corriente en la subestación se detectó que los conductores de las barras y el acople no soportarán las corrientes de flujo para el 2016, por lo que se debe incluir el reforzamiento de las barras.
- Se deben verificar las distancias entre fases de las barras y las demás plantas de conexión, ya que el efecto de la nueva corriente de cortocircuito hará que los esfuerzos cambien y se puedan producir acercamientos entre las fases.
- Las estructuras deben ser verificadas debido a los nuevos requerimientos de corto y sismo, esto aplica también para las estructuras de los equipos.
- La malla de tierra en su conjunto cumple en la mayoría de los casos con los nuevos valores de corriente de cortocircuito, excepto en el caso V — equipos aterrizados con cable de cobre de 107 mm^2 — en donde se debe hacer un refuerzo mediante una cola de puesta a tierra adicional. Sumado a esto, es necesario tomar algunas medidas para el control del GPR.

Tabla 4.1 Equipos a reemplazar

Equipo a reemplazar	Cantidad en unidades
Interruptores 220 kV	7
Seccionadores 220 kV	23
Seccionador con cuchilla de PAT 220 kV	7
Pararrayos 220 kV	9
Transformadores de corriente 220 kV	24
Trampas de onda	9
Adecuación de servicios auxiliares (Según verificación)	Subestación
Adecuación de nivel GPR	Subestación
Repotenciación, pórticos, fundaciones, verificación templas de barra y conexiones celdas	Las necesarias

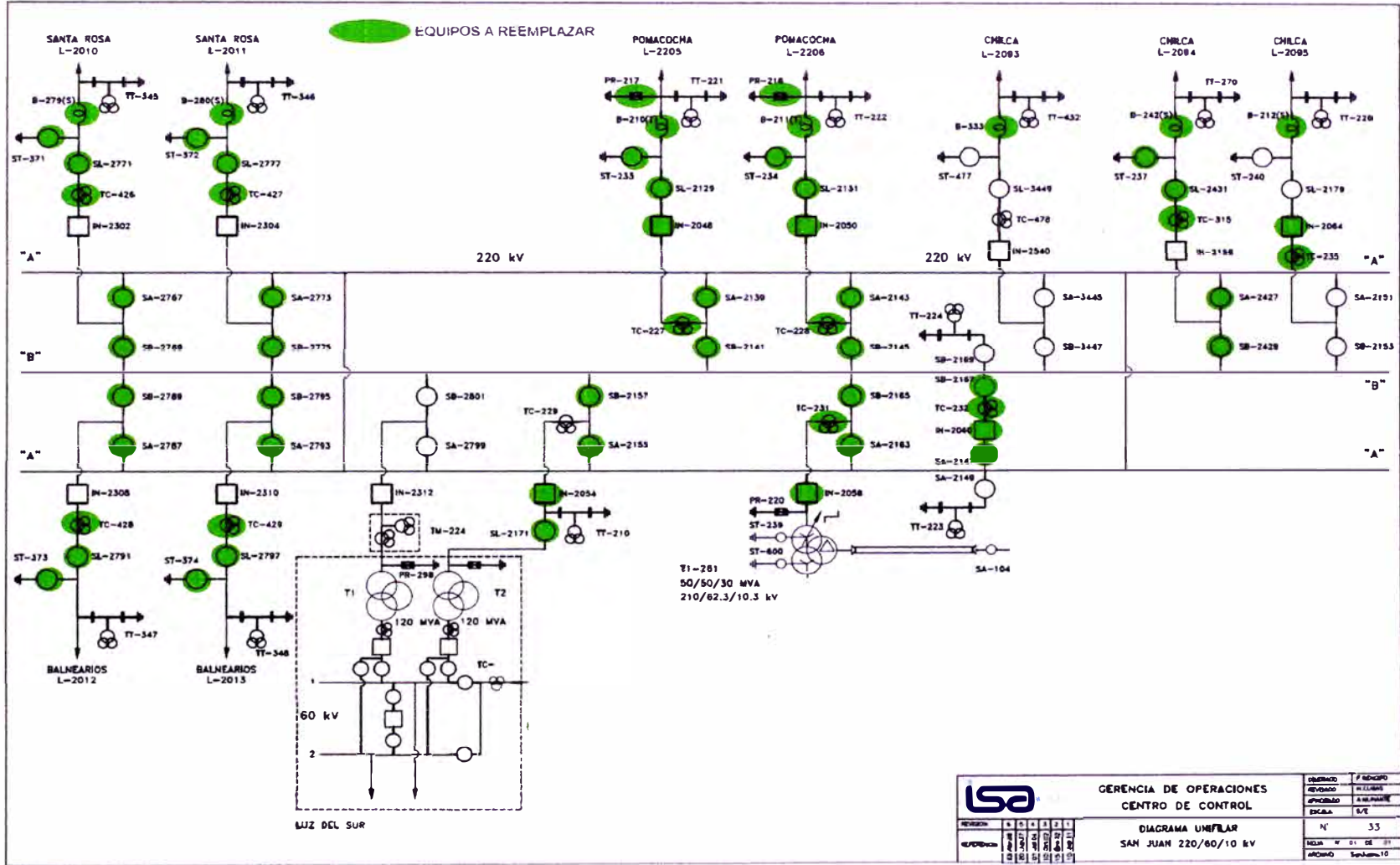


Figura 4.1 Equipos a reemplazar

4.1.1. Dimensionamiento de los equipos

4.1.1.1. Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia serán tripolares y con cámara de extinción en hexafluoruro de azufre (SF₆). Estarán previstos para efectuar operaciones unipolares o tripolares, para lo cual cada polo deberá tener su mecanismo de operación.

La corriente nominal de los interruptores de las celdas de línea para 220 kV será de 2000 A y tendrán un poder de interrupción simétrica de 40 kA.

El interruptor del acople para 220 kV será de 4000 A y tendrán un poder de interrupción simétrica de 40 kA.

El sistema de mando será del tipo mecánico, con accionamiento por resortes.

4.1.1.2. Seccionadores

Los seccionadores de 220 kV serán tripolares del tipo de dos columnas giratorias con apertura horizontal y central y con una corriente nominal de 2000 A y podrán soportar una corriente de cortocircuito simétrica de 40 kA. Los seccionadores de la celda de acople tendrán una corriente nominal de 4000 A y podrán soportar una corriente de cortocircuito simétrica de 40 kA.

El sistema de mando de las cuchillas principales será motorizado, pero permitirá también el accionamiento manual en caso de falla del sistema motorizado.

Los seccionadores de línea estarán equipados con cuchillas de puesta a tierra de operación motorizada, pero se permitirá también el accionamiento manual en caso de falla del sistema motorizado.

Los seccionadores de barras, de líneas y las cuchillas de puesta a tierra estarán equipados con dispositivos de bloqueo eléctrico para evitar operaciones incorrectas de los mismos.

4.1.1.3. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente de 220 kV, serán del tipo columna y con doble relación en el primario (800/1600 A a 1 A). Los transformadores de corriente de 220 kV para la celda de acople serán del tipo columna y con relación de transformación (4000 A a 1 A).

Los transformadores de corriente de 220 kV serán de cuatro arrollamientos secundarios, uno para medición y tres de protección, y una corriente de cortocircuito de 40 kA. La corriente secundaria será de 1 A, con una clase de precisión de 0.2 para medición. Para protección se solicitara 5P30 con el fin de evitar problemas de saturación para los núcleos que se conecten a la protección diferencial de barras.

4.1.1.4. Trampas de onda

Las trampas de onda serán para 2000 A y una corriente de cortocircuito de 40 kA. La impedancia nominal se determinara de acuerdo con los valores existentes.

4.1.1.5. Pararrayos

Los pararrayos serán para una tensión de 198 kV, corriente nominal de descarga de 10 kA y corriente de cortocircuito de 40 kA.

4.1.2. Adecuación del sistema de puesta a tierra

De acuerdo con los estudios de cortocircuito realizados para el año 2016, se tiene que para la Subestación San Juan el nivel de cortocircuito trifásico será del orden de 36,31 kA, mientras que el valor del cortocircuito monofásico será de 37,96 kA.

Para la verificación de la capacidad de los conductores de la malla de puesta a tierra se considerara la mayor corriente que puede circular por la malla, la cual sería de 37,96 kA, es decir una falla monofásica en el interior de la subestación y un tiempo de despeje máximo de la falla de 300 ms. Teniendo en cuenta la metodología propuesta en la norma IEEE Std 80 "Guide for Safety in A.C. Substation Grounding", para la selección de conductores de una malla, se logró determinar la capacidad de corriente actual de los diferentes conductores y conectores de la malla existente.

Tabla 4.2 Capacidad de corriente ante cortocircuito para cable, platina y conexiones

Elemento	Temperatura máxima (°C)	Icc máxima (kA)
Cable de cobre de 160 mm ²	1.083	84,2
Platina de cobre de 120 mm ²	1.083	63,2
Soldadura exotérmica (Cable 160 mm ² -Platina 120 mm ²)	400	62,8
Conectores (Platina 120 mm ²)	250	39,5
Cable de cobre de 107 mm ²	1.083	56,4
Soldadura exotérmica (Cable de 107 mm ² -Platina 120 mm ²)	400	42,1
Conectores (107 mm ²)	250	35,3
Cable de cobre de 67,4 mm ²	1.083	35,5
Soldadura exotérmica (Cable de 67,4 mm ² -Platina 120 mm ²)	400	26,5
Conectores (67,4 mm ²)	250	22,2

Retomando la descripción de los casos de las bajadas de conexión a tierra de los diferentes equipos en la Subestación San Juan, se logra inferir que en los Casos I, II, III y IV, mostrados en el ítem 2.2.3, se puede conducir la corriente de falla sin que haya daño de equipos o peligro para el personal, debido a la distribución de corriente por las colas de puesta a tierra. Sin embargo para el caso V se obtiene una soportabilidad en los cables para un cortocircuito de 35,3 kA, por lo cual se recomienda realizar la instalación de una cola adicional en cable de 107 mm² en las columnas de los pórticos correspondientes al Caso V, unida a la platina enterrada, mediante soldadura exotérmica, con el fin de aumentar la soportabilidad hasta un nivel de 70,6 kA. La máxima soportabilidad de los conductores de la malla sería de 44,4 kA.

Se prevé que para las condiciones futuras, el valor del GPR será de 5,123 V, el cual está por fuera del rango que se considera seguro para las personas y para los equipos conectados a la subestación, y por lo tanto se recomienda la implementación de las siguientes medidas correctivas para lograr la disminución del GPR; ellas se han dividido en etapas así:

- **Etapa I:** Instalar cable de neutro Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero (ACSR) con un calibre mínimo de 107 mm² en la línea nueva hacia la subestación Chilca, conectándolo a la malla de puesta a tierra en la subestación remota. Adicionalmente, los cables de neutro se deberán conectar a tierra en cada torre durante los primeros dos kilómetros desde la Subestación San Juan, con un valor mínimo de resistencia de puesta a tierra de 15Ω en cada torre.
- **Etapa II:** Instalar cables de neutro ACSR, con un calibre mínimo de 107 mm², en al menos los dos primeros kilómetros de las líneas existentes hacia las subestaciones Pomacocha, Santa Rosa, Balnearios y Chilca. Se deberá conectar el cable a tierra en cada torre, las cuales deberán tener un valor mínimo de resistencia de puesta a tierra de 15Ω.
- **Etapa III:** Instalar cables de neutro ACSR, con un calibre mínimo de 107 mm², en las líneas de distribución y subtransmisión que se conectan al nivel de 60 kV. Este cable deberá conectarse a tierra en cada torre o poste en los dos primeros kilómetros desde la Subestación San Juan, con un valor mínimo de resistencia de puesta a tierra de 15Ω en cada torre o poste.

- **Etapa IV: Instalar cable de neutro ACSR, con un calibre mínimo de 107 mm², en la nueva línea hacia la subestación Planicie, conectándolo a la malla de puesta a tierra en la subestación remota. Adicionalmente, el cable de neutro se deberá conectar a tierra en cada torre en los primeros dos kilómetros desde la Subestación San Juan, con un valor mínimo de resistencia de puesta a tierra de 15Ω en cada torre.**

Mediante la implementación de estas etapas se logra un valor de GPR de 4,018 V, el cual cumple lo exigido en el Código Nacional de Electricidad (CNE) – Utilización, sección 190-340(1).

Es recomendable adicionalmente, realizar un estudio de tensiones de toque y paso en el patio de 220 kV de la subestación, para verificar el cumplimiento de la soportabilidad de dichas tensiones.

Como recomendación final para reducir el nivel de cortocircuito, tanto en 220 kV, como en 60 kV, se debe analizar la factibilidad de aterrizar los neutros de los transformadores mediante una impedancia limitadora de corriente

Para la implementación de esta recomendación se deben realizar los estudios y diseños eléctricos correspondientes, con el fin de garantizar un adecuado funcionamiento del sistema y de la subestación.

4.1.3. Adecuación de las estructuras y fundaciones

Dentro de las actividades que se deben desarrollar para la adecuación integral de la subestación se deben verificar las estructuras y fundaciones existentes, tanto de pórticos como de equipos. A continuación se describirán los criterios a tener en cuenta y la metodología a desarrollar para ejecutar esta labor.

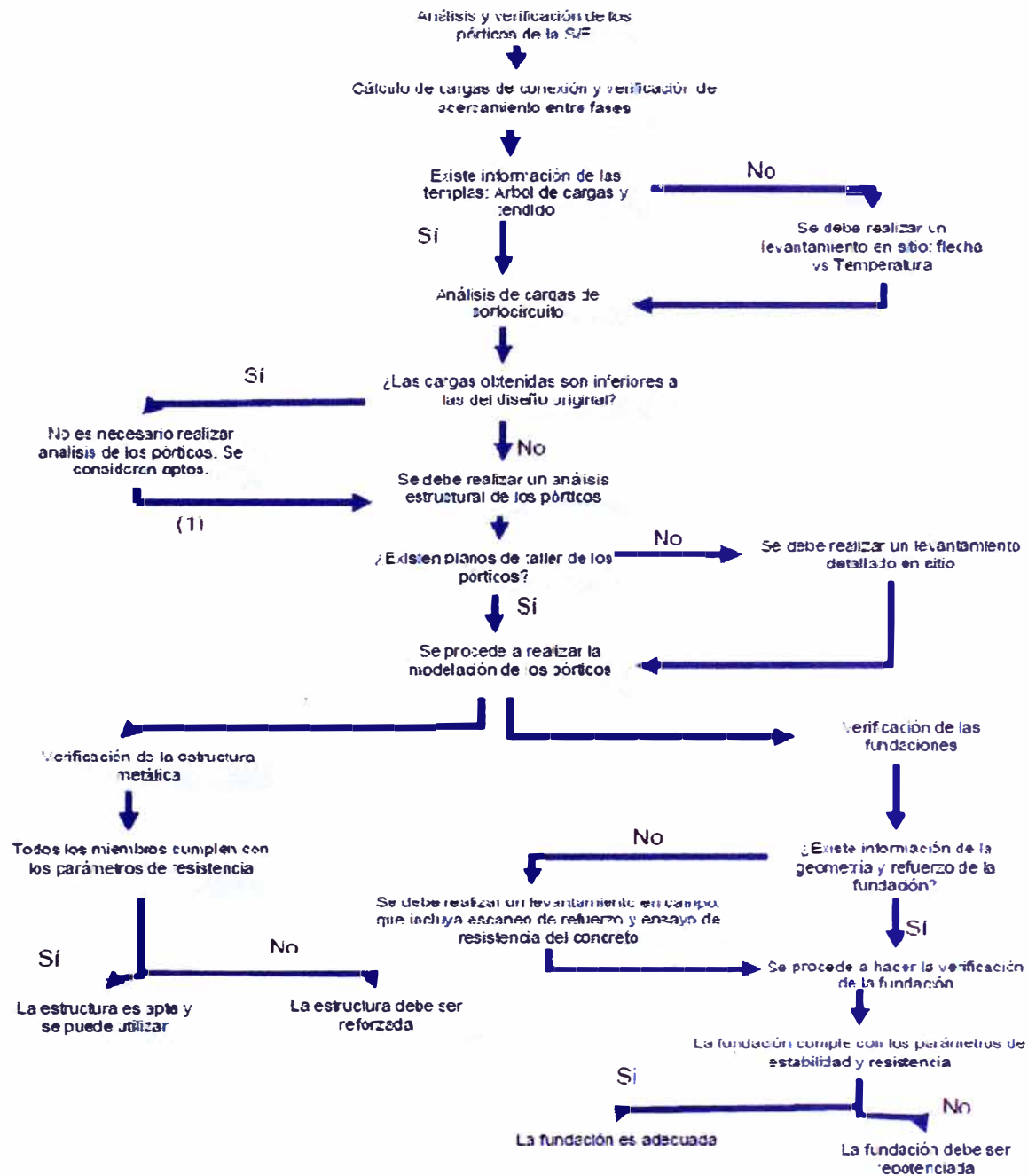
4.1.3.1. Descripción general

A continuación se describen las obras civiles asociadas a este proyecto:

- Luego de realizar la verificación de las estructuras de pórticos y equipos, en caso de ser necesario, se deberá proponer un reforzamiento de las mismas que garantice un óptimo funcionamiento. La repotenciación puede incluir desde el refuerzo de unos pocos elementos metálicos hasta el cambio total de la estructura.
- Las fundaciones de pórticos y equipos que deban ser reforzadas según análisis previo y conociendo de antemano las cargas de diseño transmitidas por las estructuras, deberán cumplir las especificaciones de estabilidad y resistencia para los nuevos parámetros de diseño.

En la Figura 4.2 se presenta la metodología de análisis y verificación de las estructuras y fundaciones de pórticos.

En la Figura 4.3 se presenta la metodología de análisis y verificación de las estructuras y fundaciones de equipos.



(1) Se debe realizar el análisis estructural de los pórticos en los casos donde se hayan modificado los criterios básicos del diseño, como es el caso de las subestaciones ubicadas en la zona sísmica III donde el coeficiente de sismo (α) varía de 0.4 a 0.5g.

Figura 4.2 Metodología para el análisis y verificación de estructuras de pórticos

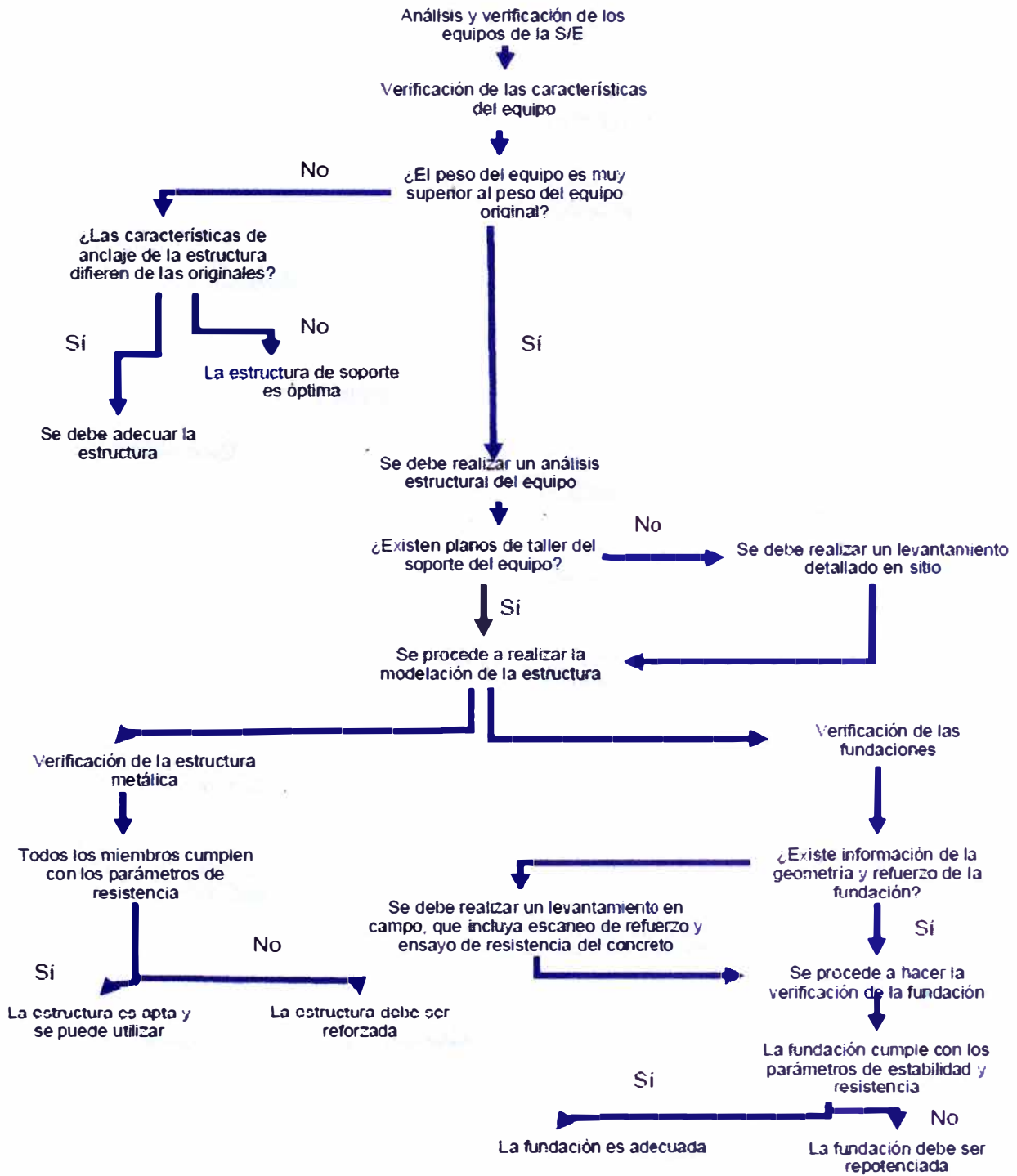


Figura 4.3 Metodología para el análisis y verificación de estructuras de equipos

4.2 CRITERIOS DE DISEÑO

4.2.1 Normas aplicables

Los estudios, diseños y las especificaciones de la adecuación integral se harán aplicando las normas IEC.

Para temas específicos, se podrán aplicar recomendaciones y/o guías del diseño elaboradas por autoridades reconocidas internacionalmente tales como IEEE, CIGRE, ANSI o IEC. En algunos casos se utilizarán recomendaciones de los fabricantes de equipos y/o prácticas de ingeniería reconocidas.

En general se deberán tener en cuenta las siguientes normas y manuales:

- IEEE Std 80 "Guide for Safety in A.C. Substation Grounding".
- IEEE Std. 738 "IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors".
- International standard IEC 60044-1 Instrument transformers.
- CIGRE grupo de trabajo WG-02-SC23 (1987) "The mechanical effects of short circuit currents in open air substations".
- IEC 61089 "Round Wire concentric lay overhead electrical stranded conductors"
- C.I.S.R.P. 18-1/1982, INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEM.
- International Electrotechnical Commission "International Standard IEC 865-1", 1993.

- ANSI/ASCE 10-97.
- Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos (NEC).
- Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN. Diciembre de 2005. COES-SINAC.
- Reglamento Nacional de Edificaciones del Perú.
- Norma de Construcciones en Concreto Estructural ACI 318-99.

4.2.2 Criterios de diseño de obras civiles

En las especificaciones de las obras civiles se deberán tomar como base las siguientes normas y documentos:

- Reglamento Nacional de Edificaciones del Perú.
- Norma de Construcciones en Concreto Estructural ACI 318-99.
- Norma ASCE 74
- CIGRE WG 23-11, "The mechanical effects of short — circuit currents in open air substations", 1996 — 2002.

4.2.2.1. Materiales

- Concreto con $f_c = 21$ MPa para todas las estructuras de concreto, salvo empotramiento de ductos o tuberías donde se especificara concreto de 17.5 MPa.
- El concreto pobre será de $f_c = 14$ MPa.
- Acero de refuerzo corrugado con limite de fluencia de 420 MPa, Norma ASTM A615.
- Mallas electrosoldadas con limite de fluencia 490 MPa. Norma ASTM A-497.

4.2.2.2. Espectro de diseño

Los espectros de diseño a aplicar, se realizaran de acuerdo con las especificaciones del "Reglamento Nacional de Edificaciones, Norma Técnica E.030 Diseño Sismo-Resistente" y a los datos del sitio suministrados en el estudio de suelos, dichos espectros se realizaran para diferentes amortiguamientos.

Es importante aclarar, que por solicitud del Ministerio de Energía y Minas, en comunicación EG-188-06 del 09-08-06, se debe modificar el coeficiente de aceleración horizontal de 0,4 g a 0,5 g, aplicado únicamente a la zona de alta sismicidad, para las demás zonas se deberán considerar los factores sísmicos especificados en el Reglamento Nacional de Edificaciones del Perú.

En el diseño estructural de edificaciones en concreto se considerare un coeficiente de reducción R de 3.5, para pórticos el coeficiente R será de 2.0 y para equipos deberá considerarse un coeficiente R de 1.0.

Para la evaluación de los desplazamientos laterales por efecto sísmico se deben considerar las fuerzas inerciales no afectadas por el coeficiente de capacidad de disipación de energía.

4.2.2.3. Estudios geotécnicos

Se deberá realizar un estudio geotécnico que permita determinar los parámetros para el diseño y la construcción de las obras en contacto con

el suelo para garantizar un comportamiento adecuado de las fundaciones de equipos y pórticos.

4.2.2.4. Combinaciones de carga

Todas las estructuras metálicas y cimentaciones para los pórticos y estructuras de equipos de este proyecto serán proyectadas para la combinación mas crítica de carga. Los eventos de carga corresponden a las combinaciones de peso propio, viento, tensiones mecánicas de los conductores, cortocircuito y sismo horizontal y vertical. A continuación se presentan las combinaciones de cargas y sus factores de carga correspondientes:

- **Combinaciones de cargas de servicio**

$$1,0 W + 1,0 TT$$

$$1,0 W + 1,0 TT + 1,0 V(x,y)$$

$$1,0 W + 1,0 TT + 1,0 S(x,y) +/- 1,0 Sz$$

$$1,0 W + 1,0 TC$$

- **Combinaciones de cargas últimas**

$$1,5 W + 1,7 TT$$

$$1,2 W + 1,3 TT + 1,3 V(x,y)$$

$$1,2 W + 1,3 TT + 1,4 S(x,y) +/- 1,4 Sz$$

$$1,2 W + 1,1 TC$$

Donde:

- W:** Peso propio de la estructura, peso de aisladores, herrajes, accesorios, cargas de montaje y mantenimiento.
- TT:** Cargas de tensión mecánica de conductores y cables de guarda.
- TC:** Cargas de tensión en conductores por efecto del cortocircuito.
- V(x,y):** Cargas de viento sobre templas, equipos y estructuras en dirección x e y.
- S(x,y):** Cargas por sismo horizontal sobre equipos y estructuras en dirección x e.
- Sz:** Cargas por sismo vertical en equipos y estructuras en dirección z.
- CC, CA:** Cargas de operación dinámica de equipos por cierre y apertura respectivamente, que serán consideradas en las combinaciones de carga en caso de presentarse.

Las deflexiones máximas deberán estar dentro de los límites de 1/200 para estructuras de templas y barras, y 1/500 para estructuras de soporte de equipos.

4.2.2.5. Verificación de resistencia y estabilidad de las estructuras

Una vez definidas las fuerzas a que estarán sometidas las estructuras existentes, se deberá realizar una verificación de resistencia y estabilidad de las mismas, comparando estos parámetros con la capacidad de soporte del suelo, factores de seguridad al volcamiento y arrancamiento, índices de sobreesfuerzo de las estructuras a fin de no sobrepasar los estados límites de falla.

En caso de ser necesario se deberán especificar repotenciaciones locales en las estructuras o en su defecto su total reemplazo, por su parte, para las fundaciones en caso de que su capacidad y geometría sea inapropiada para la atención de las nuevas solicitudes de diseño, también será necesario proponer una nueva geometría y un reforzamiento que satisfaga las nuevas condiciones a que está sometida dicha estructura.

4.2.3 Niveles de Tensión

Los niveles de tensión de la Subestación San Juan son 220 kV, 60 kV y 10 kV.

4.2.4 Coordinación del Aislamiento

Para la coordinación del aislamiento en las subestaciones se consideraran las recomendaciones de la Norma IEC 60071 "Insulation Coordination", la altitud sobre el nivel del mar de las instalaciones, el nivel de protección de los pararrayos, el grado de puesta a tierra del sistema

eléctrico, el nivel cerámico de la zona y el grado de aislamiento de los equipos existentes.

Nivel de aislamiento de los equipos existentes no es uniforme en la subestación, en general existen dos tipos de niveles de aislamiento en los equipos.

Nivel de 220 Kv:

- Tensión máxima de servicio: 245 kV
- Tensión de resistencia a la frecuencia Industrial: 395 kV / 460 kV
- Tensión de resistencia a la onda de impulso: 950 kV pico / 1050 kV pico
- Puesta a tierra del Sistema Eléctrico: El nivel de 220 kV, se encuentra con el Neutro rígidamente puesto a tierra.

4.2.5 Características Ambientales de la Zona

Las subestaciones se encuentran ubicadas en zonas que se caracterizan por los siguientes factores ambientales:

- Humedad atmosférica generalmente alta.
- Escasa precipitación pluvial.
- Nivel cerámico entre 0 - 5, no se presentan tormentas eléctricas en la zona.
- Elevada contaminación ambiental tanto de polvo como de niebla salina.

4.3 PLAZOS PARA LA EJECUCION

Se tienen los siguientes plazos previstos para adelantar la adecuación integral de la Subestación San Juan:

- Proceso de contratación 140 días
- Inspección, verificación del estado de la subestación 8 días
- Estudio de alternativas para el control de GPR 90 días
- Ejecución de memorias de cálculo y diseños 95 días
- Suministros eléctricos 170 días
- Obra civil 225 días
- Montaje, pruebas y puesta en servicio 170 días

Se estima que el plazo total para ejecución del proyecto sería 600 días.

4.4 VALOR ESTIMADO DE LA INVERSIÓN

Tabla 4.3 Valor estimado de inversión

Descripción		Valor Estimado de la Inversión En USD (no incluye IGV)
1	Estudios, diseño, inspección	1.500.000,00
2	Suministros , obra civil y montaje, Gastos Generales	12.000.000,00
Total		13.500.000,00

4.5 RIESGOS DEL PROYECTO

It	Identificación del Riesgo	Posible		Descripción del Impacto	Plan de Acción
		Valor	Plazo		
1	Cortes de energía previstos cancelados por requerimiento del SEIN	SI	SI	COES cancela el corte de energía programado por necesidades del SEIN. Contratista con recurso material y humano programado para el corte.	Se realizó reunión con involucrados, COES, MEM. Se programó en el programa anual de cortes del COES. Se confirmará en cortes mensuales, semanales y diarios.
2	Cancelar cortes programados de parte de algún involucrado por mantenimiento de sus instalaciones reprogramados en una fecha posterior (EDEGEL, EDELNOR, LUZ DEL SUR)	SI	SI	Actividades de mantenimiento mayor pospuesto para alguna fecha posterior. COES reconsiderará y/o solicitará cambio de fecha en el corte.	Programación de cortes de energía previsto tomando en cuenta fechas de los mantenimientos mayores, con la finalidad de prever y/o minimizar los cortes en el SEIN.
3	Punto caliente en alguna instalación de una empresa tercera	SI	SI	Programar mantenimientos a las instalaciones que estarán indisponibles durante los cortes de energía.	Solicitar realizar el mantenimiento durante el primer semestre del año a las empresas involucradas. Mantenimiento a seccionadores de barras durante febrero 2011 - mayo 2011 de las empresas terceras que tendrán equipos indisponibles. Habilitar plan de contingencia y difundirlo con los involucrados.
4	Complejidad en la identificación de detalles por parte de los proponentes para presentar ofertas	No	SI	Afecta el plazo de entrega de los suministros eléctricos y el inicio de las obras de montaje electromecánicas.	Adelantar ingeniería básica, visitas al sitio de trabajos para levantamiento de información, visita detallada con los proponentes, entregar la mayor información detallada posible. Solicitar permisos a los dueños de las SEs para las visitas
5	Demora en el proyecto por problemas en la aprobación del plan de desconexiones	No	SI	Detención de los trabajos. Afecta el plazo final del proyecto.	Planificar detalladamente considerando los riesgos operativos del sistema y la afectación económica para los agentes involucrados. Convencer a los agentes involucrados del plan de desconexiones. Lograr la aprobación del COES del plan de desconexiones.

Tabla 4.4 Plan de acción de riesgos

CONCLUSIONES

- 1. En la zona de Lima se observa que en el corto plazo las corrientes de cortocircuito superarían la capacidad de diseño de las instalaciones de Santa Rosa, Chavarría y Ventanilla. Por lo tanto se concluye que para los niveles de corriente de cortocircuito de la Subestación San Juan en el 2016, la corriente de cortocircuito de diseño de la subestación de 220 kV debe aumentarse a 40 kA.**
- 2. Del informe se concluye que se deberá reemplazar equipos debido al aumento del nivel de cortocircuito y de la corriente en estado estable. En 220 kV: 7 interruptores, 30 seccionadores, 24 transformadores de corriente, 9 trampas, 9 pararrayos, conectores de los equipos a cambiar.**
- 3. Mediante el flujo de corriente en la subestación se detectó que los conductores de las barras y el acople no soportarán las corrientes de flujo para el 2016, por lo que se debe hacer el reforzamiento de las barras.**
- 4. En la malla de tierra se debe reforzar las bajadas de conexión a tierra de los equipos aterrizados con cable de cobre de 107 mm², como interruptores y seccionadores.**

5. En las estructuras y fundaciones de pórticos se realizará verificaciones para determinar cuáles se deben mantener, repotenciar, reforzar o cambiar.
6. Se estima una inversión aproximada de USD 13.500.000,00 (13 Millones 500 mil dólares americanos) y un plazo estimado 700 días para la adecuación de la subestación.
7. El principal riesgo del proyecto son las coordinaciones tanto con el COES como con las empresas vinculadas a la Subestación San Juan, por tanto se planificara los cortes con el COES para prever y minimizar los tiempos de desconexión.

BIBLIOGRAFIA

[1] Plan de Expansión del sistema de transmisión de 2008 — 2016. Dirección Gestión de Red de ISA. Gerencia de Operación del Sistema — REP. Lima, marzo de 2008.

[2] Evaluación de demanda y capacidad de transformación en subestaciones del Sistema eléctrico Interconectado Nacional — SEIN. Kiev Asociados S.A.C. Lima, junio de 2008.

[3] Cuadro de niveles de cortocircuito que se tendrán en la Subestación San Juan para el año 2016 — REP.

[4] IEEE Std. 80-2000 "Guide for Safety in A.C. Substation Grounding".

[5] IEEE Std. 738 "IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors".

[6] International standard IEC 60044-1 Instrument transformers.

[7] CIGRE grupo de trabajo WG-02-SC23 (1987) "The mechanical effects of short circuit currents in open air substations".

[8] IEC 61089 "Round Wire concentric lay overhead electrical stranded conductors".

[9] IEC 60071 "Insulation Coordination"

[10] C.I.S.R.P. 18-1/1982, INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEM.

[11] International Electrotechnical Commission "International Standard IEC 865-1", 1993.

[12] ANSI/ASCE 10-97.

[13] Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN. Diciembre de 2005. COES-SINAC.

[14] Reglamento Nacional de Edificaciones del Perú.

[15] Norma de Construcciones en Concreto Estructural ACI 318-99.

- [16] Código Nacional de Electricidad - Utilización.
- [17] Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión – Segunda Edición. Mejia Villegas.
- [18] Diagramas Unifilares y Datos Técnicos de la Gerencia de Operaciones – REP. Enero 2010.
- [19] Formatos de Especificaciones Técnicas – REP.

ANEXOS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Estas especificaciones deberán ser complementadas en el desarrollo de la Ingeniería definitiva.

INTERRUPTOR DE POTENCIA 245 kV

Normas Aplicables

Los interruptores de potencia, deberán cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

- IEC 62271-100: High-voltage Alternating Current Circuit Breakers.
- IEC 60060: High-voltage Test Techniques.
- IEC 60267: Guide to the testing of Circuit Breakers with respect to out of phase switching.
- IEC 60376: Specification and Acceptance of New Sulphur Hexafluoride.

Características Técnicas

Los interruptores de potencia, serán del tipo tanque vivo, de funcionamiento Uni-tripolar, para servicio exterior, con cámara de extinción de arco en hexafluoruro de azufre (SF₆), con mando por resortes y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto.

Requerimientos de Diseño

Los Interruptores de potencia, deberán ser capaces de soportar la corriente nominal continuamente a la frecuencia de operación, asimismo serán capaces de romper la continuidad de cualquier corriente, desde cero hasta su capacidad de interrupción nominal, cuando se use en circuitos predominantemente resistivos e inductivos.

Los Interruptores de potencia, deberán estar diseñados para operación eléctrica local - remoto y manual, y estarán provistos de un mecanismo por acumulación de energía por resorte. El mecanismo de accionamiento manual para efectuar operaciones de mantenimiento y emergencia, deberá estar enclavado cuando se encuentre en uso, para evitar la operación remota.

Tabla de características técnicas interruptor celda de línea

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Tanque vivo
1.2	Medio de extinción del arco		SF6
1.3	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.4	Norma de fabricación		IEC 62271-100
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	220
	- Tensión máxima del equipo	kV	245
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	460
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	1050
2.4	Características de corriente:		
	- Corriente nominal en servicio continuo	A	2000
	- Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	40
	- Corriente de cierre nominal en cortocircuito	kAp	100
2.5	Dispositivo de mando		
	- Funcionamiento		Monopolar Trípolar Por resortes
	- Tipo de mecanismo de operación		
	- Operación del mecanismo:		
	. Manual		Si
	. Eléctrico (local y remoto)		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (mandos y señalización)	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (calefacción)	Vca	220
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	7595

Tabla de características técnicas interruptor celda de acople

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Tanque vivo
1.2	Medio de extinción del arco		SF6
1.3	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.4	Norma de fabricación		IEC 62271-100
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	220
	- Tensión máxima del equipo	kV	245
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	460
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	1050
2.4	Características de corriente:		
	- Corriente nominal en servicio continuo	A	4000
	- Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	40
	- Corriente de cierre nominal en cortocircuito	kAp	100
2.5	Dispositivo de mando		
	- Funcionamiento		Monopolar
			Tripolar
			Por resortes
	- Tipo de mecanismo de operación		Si
	- Operación del mecanismo:		Si
	. Manual		Si
	. Eléctrico (local y remoto)		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (mandos y señalización)	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (calefacción)	Vca	220
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	7595

SECCIONADOR DE POTENCIA 245 kV

Normas Aplicables

Los seccionadores de potencia, deberán cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

- IEC 62271-102: Alternating current disconnector (isolator) and earthing switches.
- IEC 60168: Test on indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V.
- IEC 60265: High-voltage switches for rated voltage of 52 kV and above.
- IEC 60273: Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V.

Características Técnicas

Los seccionadores de potencia, serán de apertura central, de funcionamiento tripolar, para servicio exterior, con mando a motor y/o manual, y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto.

Los seccionadores de línea, serán equipados con cuchillas de puesta a tierra de mando manual.

Requerimientos de Diseño

Los seccionadores de potencia, deberán ser capaces de soportar la corriente nominal continuamente a la frecuencia de operación. Deberán ser autoalineables, plateados y contruidos de un material no ferroso de alta conductividad; serán, además, robustos, balanceados y estables frente a los efectos de las corrientes de cortocircuito y a las operaciones bruscas de apertura y cierre.

Los seccionadores de potencia, deberán estar diseñados para operación eléctrica local - remoto y manual. El diseño deberá prever un sistema de enclavamiento para asegurar que el seccionador solo accione cuando el interruptor asociado esté abierto, asimismo, deberá haber un dispositivo de bloqueo eléctrico entre las cuchillas principales y las de puesta a tierra, además de un candado de seguridad.

Tabla de características técnicas seccionador sin cuchilla de puesta a tierra celda de línea

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Apertura central
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 62271-102
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	220
	- Tensión máxima del equipo	kV	245
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre fase y tierra)	kV	460
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre terminales abiertos)	kV	530
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre fase y tierra)	kVp	1050
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre terminales abiertos)	kVp	1200
2.4	Características de corriente:		
	- Corriente nominal en servicio continuo	A	2000
	- Corriente de cortocircuito de corta duración	kA	40
	- Corriente de cortocircuito dinámica	kAp	100
2.5	Dispositivo de mando:		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Tipo de mecanismo de operación		Motorizado
	- Operación del mecanismo:		
	. Manual		Si
	. Eléctrico (local y remoto)		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (mandos y señalización)	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (calefacción)	Vca	220
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	7595

**Tabla de características técnicas seccionador con cuchilla de puesta a tierra
celda de línea**

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Apertura central
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 62271-102
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	220
	- Tensión máxima del equipo	kV	245
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre fase y tierra)	kV	460
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre terminales abiertos)	kV	530
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre fase y tierra)	kVp	1050
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre terminales abiertos)	kVp	1200
2.4	Características de corriente:		
	- Corriente nominal en servicio continuo	A	2000
	- Corriente de cortocircuito de corta duración		
	.Cuchillas principales	kA	40
	.Cuchillas de puesta a tierra	kA	40
	- Corriente de cortocircuito dinámica		
	.Cuchillas principales	kAp	100
	.Cuchillas de puesta a tierra	kAp	100
2.5	Dispositivo de mando:		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Tipo de mecanismo de operación		Motorizado
	- Operación del mecanismo:		
	. Manual		Si
	. Eléctrico (local y remoto)		Si
	- Enclavamiento mecánico entre el seccionador y sus cuchillas de puesta a tierra		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (mandos y señalización)	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (calefacción)	Vca	220
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	7595

Tabla de características técnicas seccionador sin cuchilla de puesta a tierra celda de acople

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Apertura central
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 62271-102
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	220
	- Tensión máxima del equipo	kV	245
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre fase y tierra)	kV	450
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre terminales abiertos)	kV	530
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre fase y tierra)	kVp	1050
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre terminales abiertos)	kVp	1200
2.4	Características de corriente:		
	- Corriente nominal en servicio continuo	A	4000
	- Corriente de cortocircuito de corta duración	kA	40
	- Corriente de cortocircuito dinámica	kAp	100
2.5	Dispositivo de mando:		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Tipo de mecanismo de operación		Motorizado
	- Operación del mecanismo:		
	. Manual		Si
	. Eléctrico (local y remoto)		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (mandos y señalización)	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (calefacción)	Vca	220
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	7595

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 245 kV

Normas Aplicables

Los transformadores de corriente, deberán cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

- IEC 60044 Current transformers.
- IEC 60296 Specification for new insulating oils for transformers and switchgear.

Características Técnicas

Los transformadores de corriente, serán del tipo columna, para servicio exterior, aislados con papel sumergido en aceite y con aislamiento externo de porcelana, sellado herméticamente.

Requerimientos de Diseño

Los transformadores de corriente, serán diseñados para conectarse entre fase y tierra, y deberán soportar, durante un segundo, los esfuerzos mecánicos y térmicos debido a un cortocircuito en los terminales primarios, manteniendo el secundario en cortocircuito, sin exceder los límites de temperatura recomendados por las normas IEC.

Los transformadores de corriente, deberán ser capaces de operar en sistemas con frecuencia nominal de 60 Hz.

En los terminales del equipo se marcará la Polaridad perfectamente clara, fácilmente identificable y a prueba de intemperie.

**Tabla de características técnicas transformador de corriente
para la celda de línea**

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Columna
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 60044
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	220
	- Tensión máxima del equipo	kV	245
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	460
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	1050
2.4	Relación de transformación:		
	- Corriente nominal del primario	A	800-1600
	- Corriente nominal de los secundarios	A	1
	- Número de núcleos		4
	- Consumo y clase de precisión:		
	. Núcleo 1 (protección)		30 VA - 5P30
	. Núcleo 2 (protección)		30 VA - 5P30
	. Núcleo 3 (protección)		30 VA - 5P30
	. Núcleo 4 (medición)		30 VA - 0,2
2.5	Corriente de cortocircuito térmica asignada (Ith)	kA	40
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	7595

Tabla de características técnicas transformador de corriente para la celda de acople

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Columna
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 60044
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	220
	- Tensión máxima del equipo	kV	245
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	460
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	1050
2.4	Relación de transformación:		
	- Corriente nominal del primario	A	4000
	- Corriente nominal de los secundarios	A	1
	- Número de núcleos		4
	- Consumo y clase de precisión:		
	. Núcleo 1 (protección)		30 VA - 5P30
	. Núcleo 2 (protección)		30 VA - 5P30
	. Núcleo 3 (protección)		30 VA - 5P30
	. Núcleo 4 (medición)		30 VA - 0,2
2.5	Corriente de cortocircuito térmica asignada (Ith)	kA	40
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	7595

PARARRAYOS 198kV

Normas Aplicables

Los pararrayos, deberán cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

- IEC 60099-3: Surge Arresters - Part 3: Artificial Pollution testing of Surge arresters.
- IEC 60099-4: Surge Arresters - Part: Metal - oxide surge arresters Without gaps for a.c. systems.

Características Técnicas

Los pararrayos, serán del tipo oxido metálico, para servicio exterior, y estarán provistos con contadores de descarga.

Requerimientos de Diseño

Los pararrayos, serán diseñados para conectarse entre fase y tierra, y deberán tener una adecuada resistencia mecánica y eléctrica, así como una adecuada línea de fuga.

Los pararrayos, contarán con un dispositivo apropiado para liberar las sobrepresiones internas que pudieran ocurrir ante una circulación prolongada de una corriente de falla o ante descargas internas en el pararrayos, para evitar una explosión violenta de la columna-soporte.

Las partes de los pararrayos deberán ser de construcción totalmente a prueba de humedad, de tal modo que las características eléctricas y mecánicas permanezcan inalterables aún después de largos períodos de uso. Asimismo, cada polo deberá contar con anillo para la mejor distribución del gradiente de potencial en el Pararrayos.

Tabla de características técnicas

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Oxido Metálico
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 60099
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión: - Tensión nominal del sistema - Tensión máxima del equipo - Tensión nominal del Pararrayos - Tensión máxima de operación continua (COV)	kV kV kV kV	220 245 198 158
2.3	Nivel de aislamiento: - Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min - Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kV kVp	460 1050
2.4	Capacidad de absorción de energía	IEC	Clase 3
2.5	Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.6	Aislador: - Material - Línea de fuga específica - Línea de fuga total	mm/kV mm	Porcelana 31 7595