

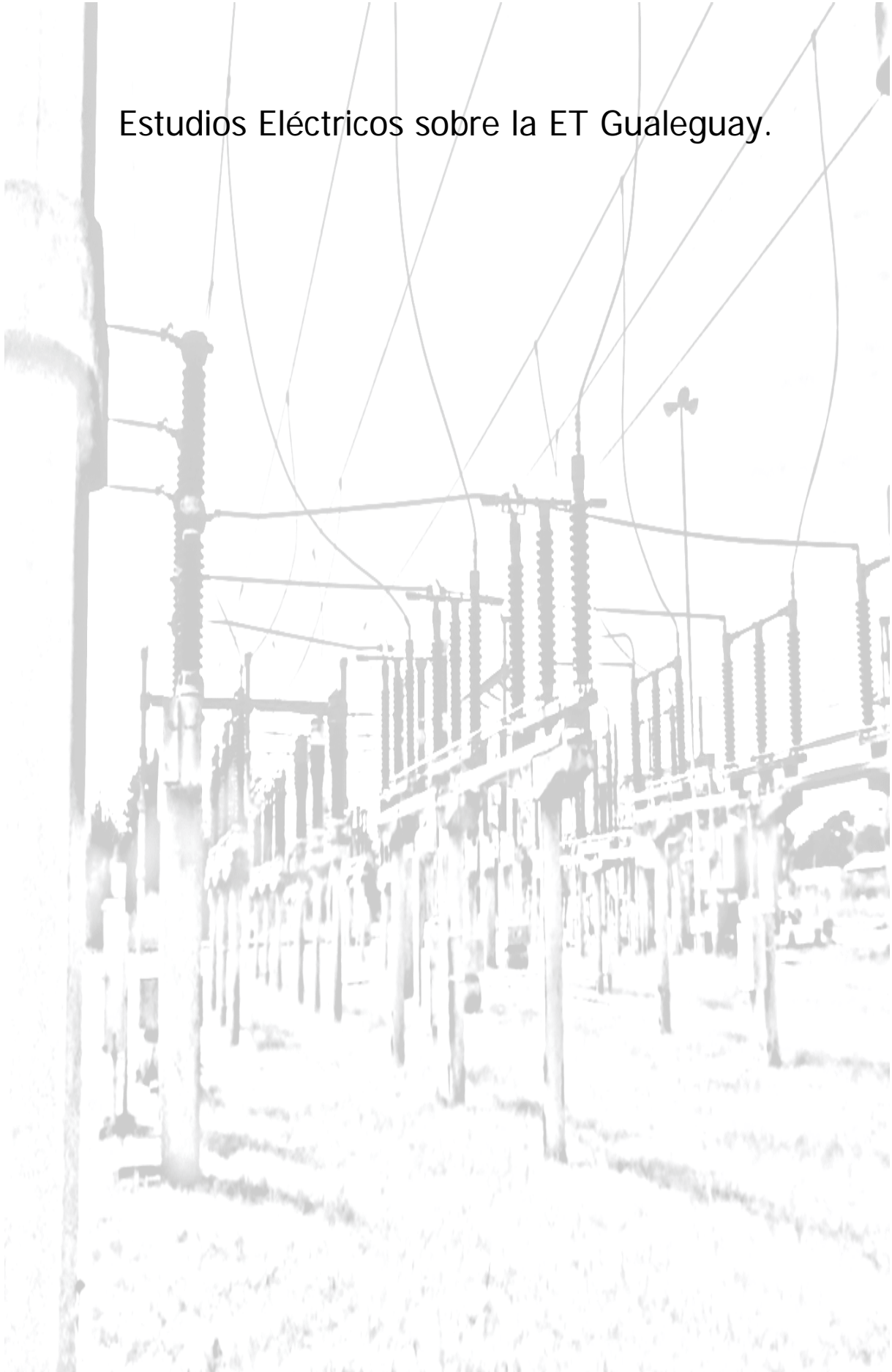
MEMORIA DE CÁLCULO.

ÍNDICE.

Estudios eléctricos sobre la ET Gualeguay.....	1
1.1. Flujo de Potencia.....	2
1.2. Cortocircuito.....	9
Cálculo del equipamiento eléctrico de la Estación Transformadora.....	22
1.1. Equipos de AT 132 kV.....	23
1.1.1. Interruptores Automáticos.....	23
1.1.2. Seccionadores.....	31
1.1.3. Transformadores de medida.....	36
1.1.3.1. Transformadores de Intensidad.....	37
1.1.3.2. Transformadores de Tensión.....	49
1.1.4. Descargadores de Sobretensión.....	53
1.2. Equipos de AT 33 kV.....	63
1.2.1. Generalidades.....	63
1.2.2. Celdas de Salidas.....	67
1.2.3. Celdas de Acometidas a Barras.....	73
1.2.4. Celdas de medición de Tensión.....	79
1.2.5. Celda Acoplamiento de Barras.....	81
1.2.6. Descargadores de Sobretensión.....	86
1.3. Equipos de AT 13,2 kV.....	93
1.3.1. Generalidades.....	93
1.3.2. Celdas de Acometidas a Barras	95
1.3.3. Celdas de Salidas.....	101
1.3.4. Celdas Acoplamiento de Barras	107
1.3.5. Celda Reactor de Neutro.....	112

1.3.6. Celda Transformadores SA y TTI.....	113
1.3.7. Descargadores de Sobretensión.....	116
Cálculo de Barras, Conductores y Cables.....	122
1.1. Cálculo de Barras.....	123
1.1.1. Método de Cálculo.....	123
1.1.2. Dimensionamiento de Barras.....	127
1.1.2.1. Barras Rígidas Principales en 132 kV.....	127
1.1.2.2. Barras Celdas en 33 kV.....	131
1.1.2.3. Barras Celdas en 13,2 kV.....	134
1.2. Cálculo de Cables.....	138
1.2.1. Generalidades.....	138
1.2.2. Cable de Acometidas a Barras en 33 kV.....	139
1.2.3. Cable de Acometidas a Barras en 13,2 kV.....	141
Sistemas de Protección Contra Rayos.....	143
1.1. Determinación del SPCR.....	144
Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra.....	149
1.1. Generalidades de la Malla de PAT.....	150
1.2. Consideraciones constructivas y de montaje.....	153
1.3. Metodología de cálculo según IEEE 80.....	156

Estudios Eléctricos sobre la ET Gualeguay.





1.1 FLUJO DE POTENCIA.

1.1.1. Introducción.

El estudio de flujo de potencia se realizó mediante la simulación de la red con el software NEPLAN. En el mismo se cargó toda la información del sistema de 132 kV en Entre Ríos, la cual fue suministrada por ENERSA. La información cargada fue la de los siguientes elementos de la red de 132 kV:

- Barras (tensión nominal).
- Acometidas (tensión nominal, posición del RBC y Potencia de cortocircuito).
- Cargas (demanda de potencia activa y potencia reactiva).
- Líneas (longitud, resistencias, reactancias y tipo de línea).

También necesitamos obtener planillas actuales de demanda máxima y mínima de cada ET. Además proyectamos la demanda de cada ET de la red hacia un posible escenario dentro de 15 años, para evaluar el comportamiento de dicha red.

Datos Necesarios.

El software de estudio NEPLAN, está basado en el método iterativo de Newton-Raphson. Para poder utilizarlo se debe conocer el diagrama unifilar del sistema con su topología completa y sus parámetros. Para cada barra del mismo se deben ingresar los siguientes datos: para barras de carga (P y Q) y para barras de generación (V y ϕ).

Características de la red en estudio.

El estudio de flujo de potencia se realiza sobre la red de 132 kV de la provincia de Entre Ríos. La misma se encuentra vinculada al SADI mediante tres puntos de interconexión, ET Salto Grande, ET Colonia Elía y ET Gran Paraná. A su vez la red de 132 kV se conecta por medio de la ET Chajarí a la provincia de Corrientes, y por medio de la ET Gran Paraná a la provincia de Santa Fe. La red esta compuesta por veinticinco estaciones transformadoras con sus respectivas líneas de interconexión, formando un sistema mallado y radial en determinadas zonas de la provincia. Este estudio tiene particular interés en el cierre sur del anillo en 132 kV, en el cual se encuentran las siguientes estaciones transformadoras: ET Colonia Elía, ET Gualaguaychu, ET Gualaguay, ET Victoria y ET Crespo.

Objeto del estudio.

El análisis del flujo de potencia de la red nos permite sacar conclusiones en base a:

- :: Capacidad del sistema.
- :: Sobrecargas en líneas y transformadores.
- :: Perfiles de tensión de la red.
- :: Estimación de la posición de los RBC.

Del estudio de flujo de cargas se obtienen los siguientes resultados:

- :: Flujo de potencia activa y reactiva.
- :: Modulo y ángulo de las tensiones en las diferentes barras del sistema.



- :: Topes necesarios de los reguladores de tensión de los transformadores para obtener los perfiles de tensión deseados.
- :: Pérdidas en el sistema de transmisión.
- :: Necesidades de compensación.
- :: Necesidades de nuevos equipamientos.

1.1.2. Casos de estudio.

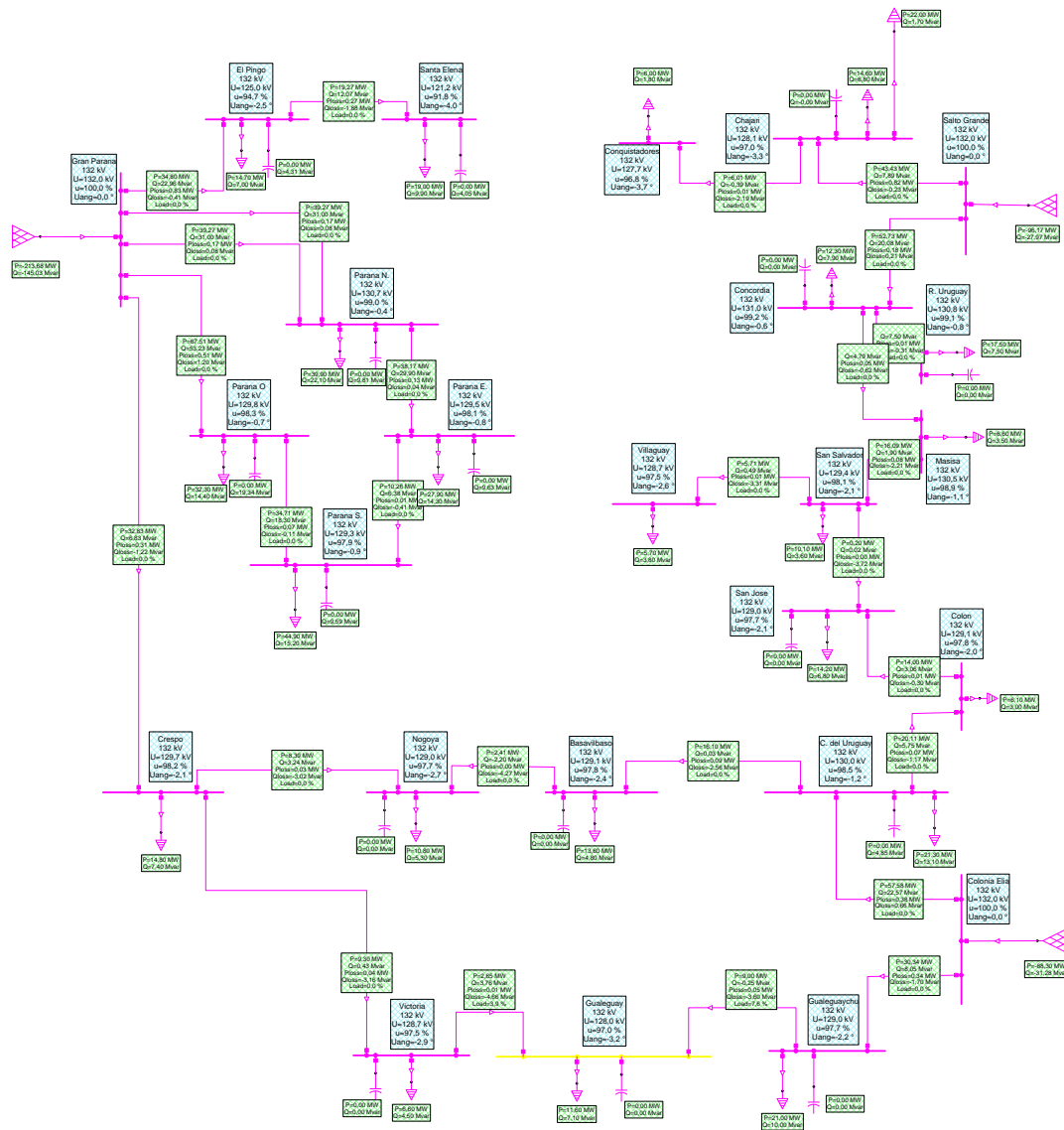
En el estudio se simulan y analizan cinco posibles escenarios que involucran a la Estación Transformadora, para poder evaluar su comportamiento ante diferentes exigencias de la demanda y de las contingencias de la red.

Los escenarios analizados son:

- Demanda mínima 2015.
- Demanda máxima 2015.
- Demanda máxima 2030.
- Contingencia de LAT Gualeguay.
- Contingencia de LAT Victoria II.



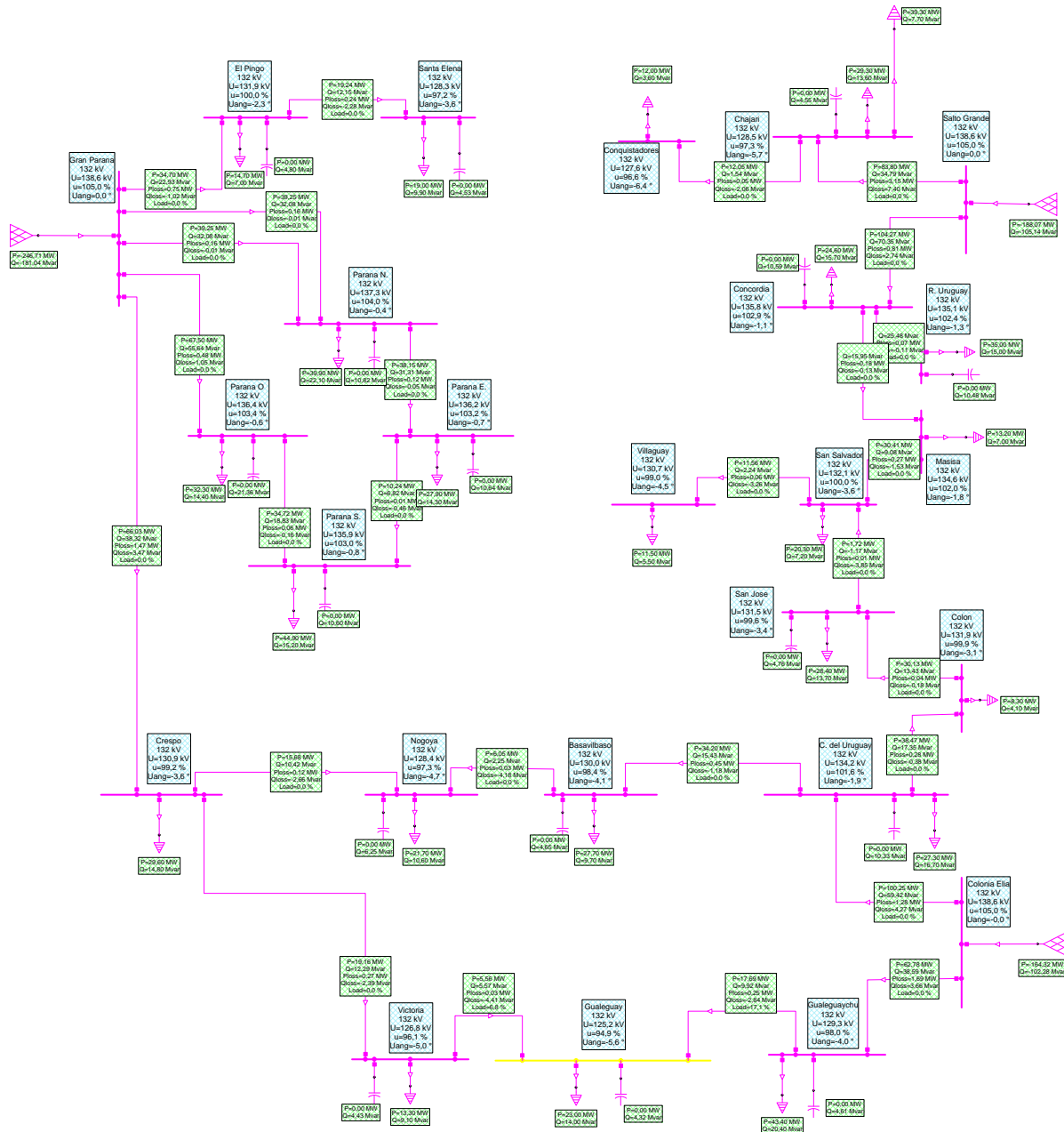
Caso 1) El flujo de potencia se realiza con las demandas mínimas del año 2015 (según guía de referencia de ENERSA), tomando en cuenta la inserción al sistema de la ET Gran Paraná, y con lo RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 132 kV (0%).



Conclusiones: En el estudio se aprecia un adecuado perfil de tensiones en las barras de la red de 132 kV, presentando en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 128 kV, la cual se encuentra dentro del rango permitido (+/- 10%).
La LAT Gualeguay se encuentra en un 7,6% de su capacidad de transporte y la LAT Victoria II se encuentra en un 3,9 % de su capacidad de transporte.



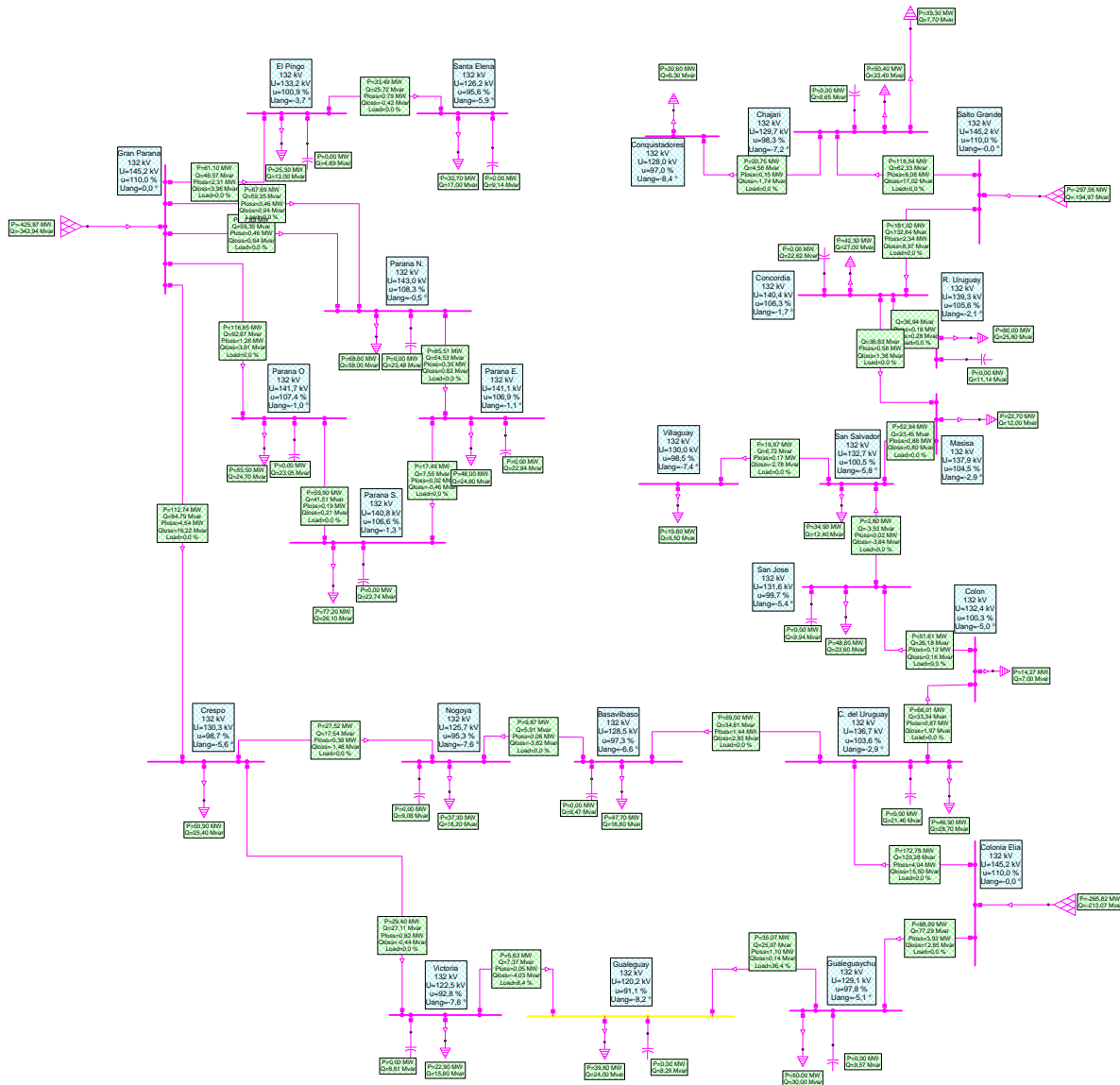
Caso 2) El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas del año 2015 (según guía de referencia de ENERSA), tomando en cuenta la inserción al sistema de la ET Gran Paraná, y con lo RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 138,6 kV (-5%).



Conclusiones: En el estudio se aprecia un adecuado perfil de tensiones en las barras de la red de 132 kV, presentando en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 125,2 kV, la cual se encuentra dentro del rango permitido (+/- 10%).
La LAT Gualeguay se encuentra en un 17% de su capacidad de trasporte y la LAT Victoria II se encuentra en un 6,8 % de su capacidad de transporte.



Caso 3) El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas estimadas para el año 2030 y sin considerar ampliaciones en la red de 132 kV, y con los RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 145,2 kV (-10%).

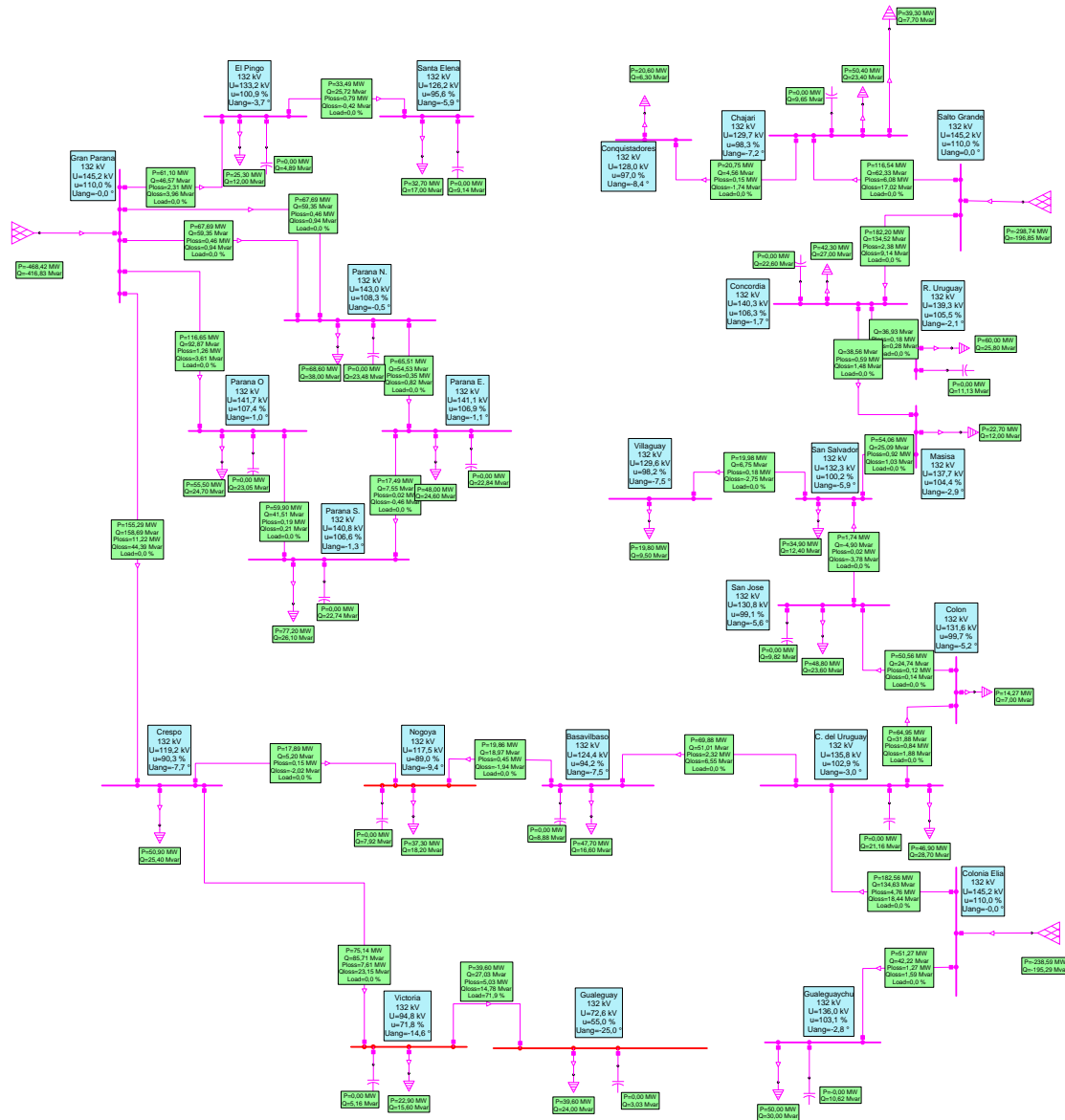


Conclusiones: En el estudio se aprecia un adecuado perfil de tensiones en las barras de la red de 132 kV, presentando en la barra de la ET Gualedguay una tensión de 120,2 kV, la cual se encuentra dentro del rango permitido (+/- 10%).

La LAT Gualedguay se encuentra en un 36,4% de su capacidad de transporte y la LAT Victoria II se encuentra en un 8,4 % de su capacidad de transporte. A partir de este año, tanto en el cierre del anillo sur como en otras regiones del sistema, se deben considerar futuras ampliaciones para mantener los perfiles de tensión en niveles adecuados y abastecer nuevos puntos de consumo. En esta situación, una posible solución para el sistema, sería la construcción de una nueva LAT que vincule la ET con la red, y así permitir reforzar la red en la zona sur de Entre Ríos para poder suministrar la totalidad de la potencia instalada de la ET y garantizar un correcto suministro continuo de energía eléctrica en la región.



Caso 4) El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas estimadas para el año 2030, suponiendo la salida de servicio de LAT Gualeguay y sin considerar ampliaciones en la red de 132 kV, con los RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 145,2 kV (-10%).

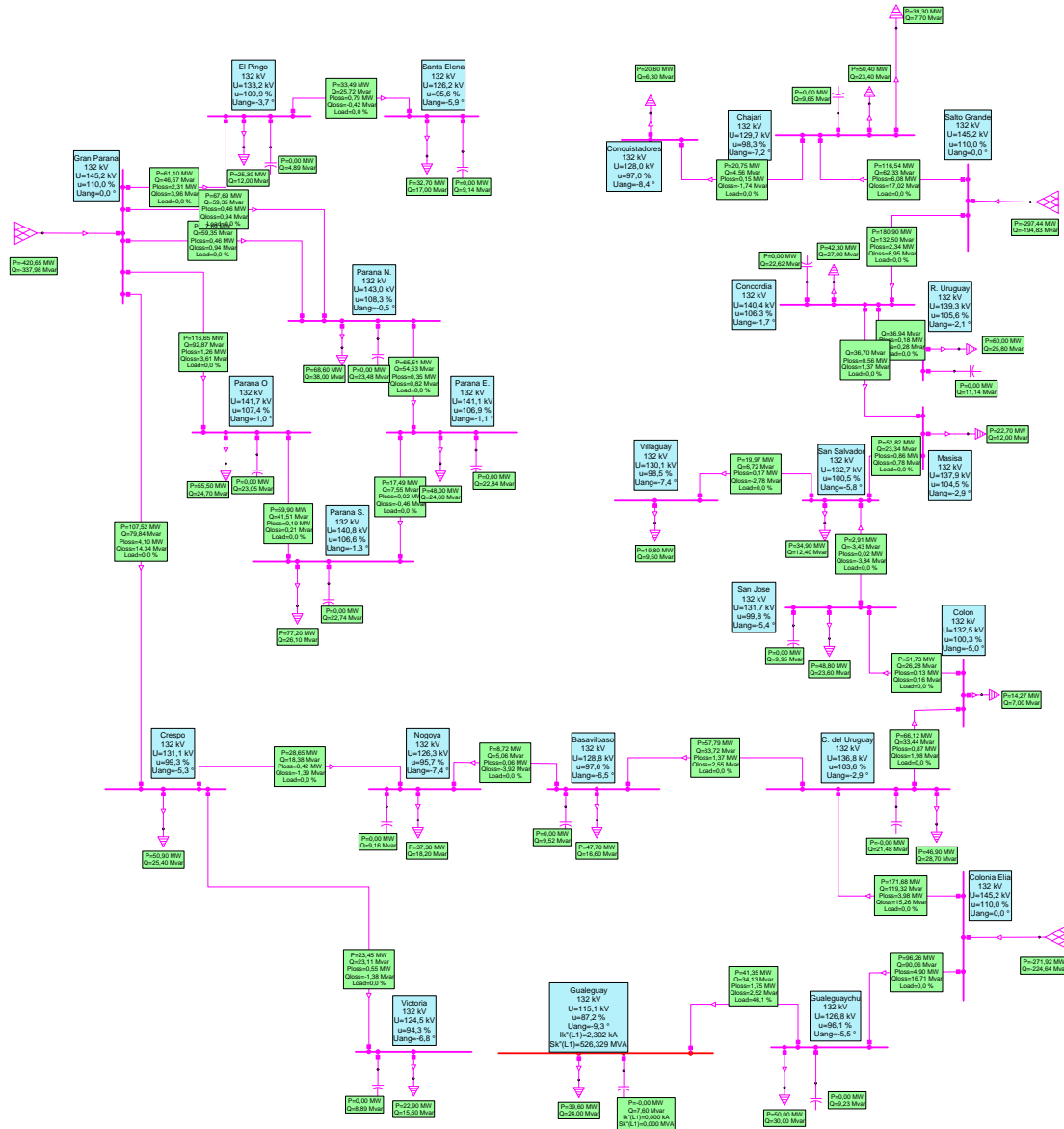


Conclusiones: En este caso se aprecia en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 72,6 kV, la cual se encuentra fuera del rango permitido (+- 10%).

La LAT Victoria II se encuentra en un 72 % de su capacidad de transporte y la LAT Gualeguay se encuentra fuera de servicio. Se puede observar que en este caso se encuentra más de una ET con problemas de tensión.

Una posible solución podría ser la construcción de una nueva LAT que vincule las ET Gualeguay y Basavilbaso. Y de esta manera se refuerza la red garantizando un correcto suministro de energía eléctrica.

Caso 5) El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas estimadas para el año 2030, suponiendo la salida de servicio de LAT Victoria II y sin considerar ampliaciones en la red de 132 kV, con los RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 145,2 kV (-10%).



Conclusiones: En este caso se aprecia en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 115,1 kV, la cual se encuentra fuera del rango permitido (+/- 10%).

La LAT Gualeguay se encuentra en un 46,1 % de su capacidad de transporte y la LAT Victoria II se encuentra fuera de servicio.

Una posible solución podría ser la construcción de una nueva LAT que vincule las ET Gualeguay y Basavilbaso. Y de esta manera se refuerza la red garantizando un correcto suministro de energía eléctrica



1.2. CORTOCIRCUITO.

1.2.1. Introducción.

Se expone en este informe la actualización de los estudios eléctricos de régimen permanente y de cortocircuitos considerando la ampliación de la E.T. Gualeguay en el sistema de 132 kV de la Provincia de Entre Ríos.

Esta Estación Transformadora cuenta con dos transformadores de rebaje de 15 MVA cada uno para distribución en las tensiones de 13,2 kV y 33 kV respectivamente, siendo por lo tanto el objeto de este análisis actualizar los resultados del informe original enfocándolo fundamentalmente a la ampliación de la estación transformadora. La ampliación cuenta con el reemplazo de los dos transformadores de 15 MVA por dos de 30 MVA y todo el equipamiento relacionado que no cumplan con las exigencias demandadas por los nuevos transformadores. El reemplazo de los transformadores implica la modificación de la reactancia total de cortocircuito de la estación transformadora, lo cual modificará el nivel de cortocircuito en barras de 33 kV y 13,2 kV.

En este estudio se realizará la determinación de los niveles de cortocircuito en barras de 33 kV y 13,2 kV.

1.2.2. Características de la red en estudio.

El estudio de cortocircuito se realiza sobre la red de 132 kV de la provincia de Entre Ríos. La misma se encuentra vinculada al SADI mediante tres puntos de interconexión, ET Salto Grande, ET Colonia Elía y ET Gran Paraná. La red está compuesta por veinticinco estaciones transformadoras con sus respectivas líneas de interconexión, formando un sistema mallado y radial en determinadas zonas de la provincia. Este estudio tiene particular interés en el cierre sur del anillo en 132 kV, en el cual se encuentran las siguientes estaciones transformadoras: ET Colonia Elía, ET Gualeguaychu, ET Gualeguay, ET Victoria y ET Crespo.



1.2.3. Potencia de cortocircuito en 132 kV.

La potencia de cortocircuito, trifásica y monofásica, en barras de 132 kV de la ET Gualeguay para el año 2015 fue suministrada por ENERSA.

NIVEL DE CORTOCIRCUITOS



Código Ident.	Estación Transformadora	Tensión nominal	Potencia admisible	2015	
				Monof.	Trif.
Nº PSS		kV	MVA	MVA	MVA
4204	BASAVILBASO	132	5000	433	686
4208	URUGUAY	132	5000	1233	1438
4210	COLON	132	5000	650	958
4220	CHAJARI	132	5000	322	550
4222	C. ELJA	132	5000	2574	2155
4224	CONCORDIA	132	5000	1528	1624
4225	RIO URUGUAY	132	5000	1533	1585
4226	CONQUISTADORES	132	5000	254	435
4228	CRESPO	132	5000	1023	1134
4234	EL PINGO	132	5000	517	863
4242	GUALEGUAY	132	5000	272	464
4244	GUALEGUAYCHU	132	5000	432	678
4250	MASISA	132	5000	944	1210
4254	NOGOYA	132	5000	407	638
4255	PARANA ESTE	132	5000	1667	2228
4256	PARANA NORTE	132	5000	2209	3345
4258	PARANA SUR	132	5000	1218	1840
4259	PARANA OESTE	132	5000	1096	1740
4294	SALTO GRANDE	132	5000	2361	1931
4300	SAN JOSE	132	5000	605	911
4301	SAN SALVADOR	132	5000	610	923
4303	VILLAGUAY	132	5000	370	623
4306	SANTA ELENA	132	5000	286	488
4328	VICTORIA	132	5000	341	538
4816	GRAN PARANÁ	132	5000	2077	3601

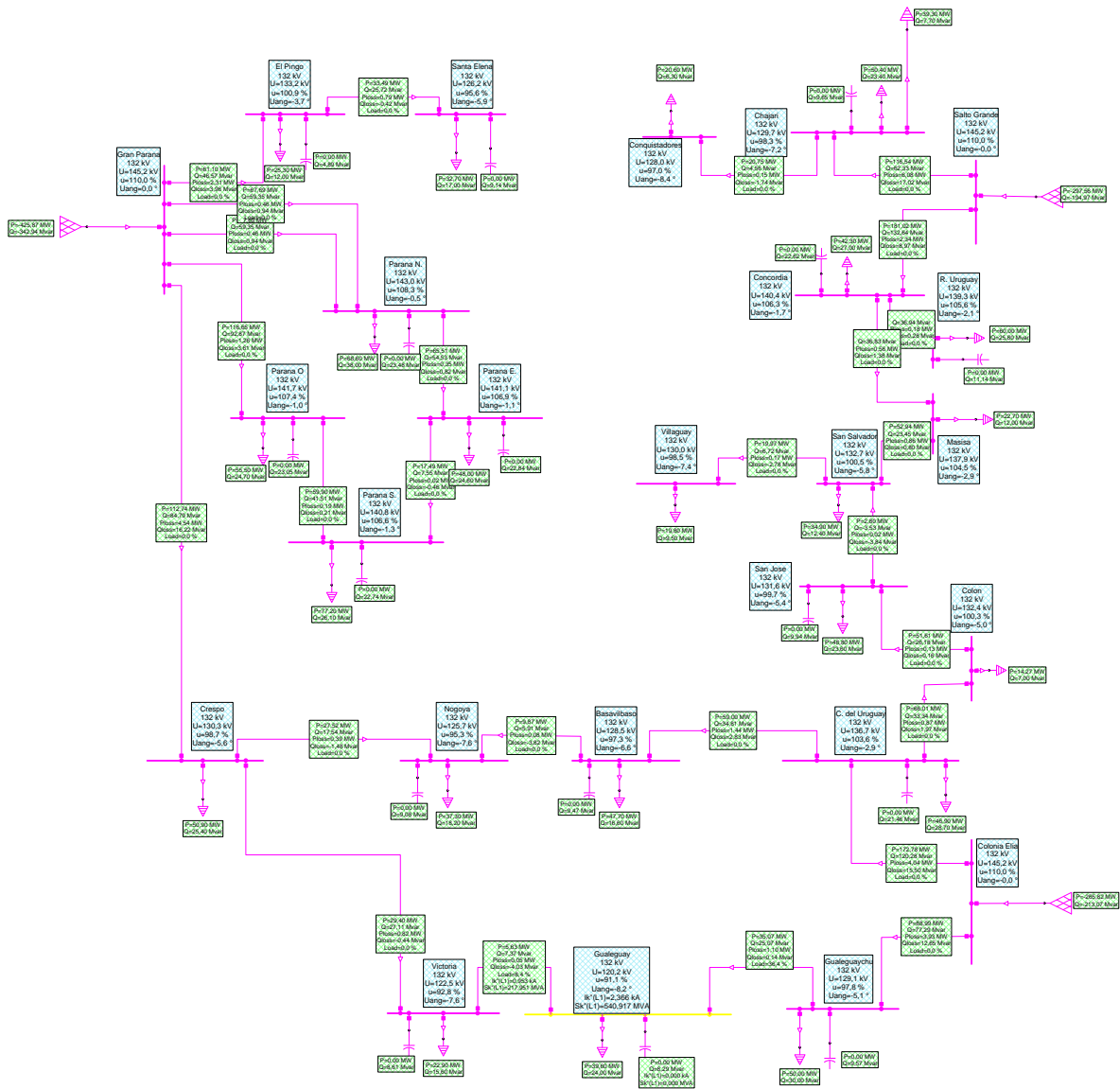
Según los estudios realizados por ENERSA los niveles de cortocircuito para la ET en cuestión son:

- Potencia de cortocircuito trifásico: 464 MVA.
- Potencia de cortocircuito monofásico: 272 MVA.

Mediante el software NEPLAN verificamos estos valores de cortocircuito en la ET Gualeguay. Para ello cargamos todos los datos de la red de 132 kV de Entre Ríos en el software y el mismo realiza el cálculo del nivel de cortocircuito según especificaciones de la norma IEC 60909. El siguiente gráfico muestra la red de 132 kV de Entre Ríos y exhibe el resultado del nivel de cortocircuito en barras de 132 kV de la ET Gualeguay.

Los resultados obtenidos fueron:

- Potencia de cortocircuito trifásico: 541 MVA
- Corriente de cortocircuito trifásico: 2,366 kA
- Potencia de cortocircuito monofásico: 306 MVA
- Corriente de cortocircuito monofásico: 1,338 kA



1.2.4. Desarrollo.

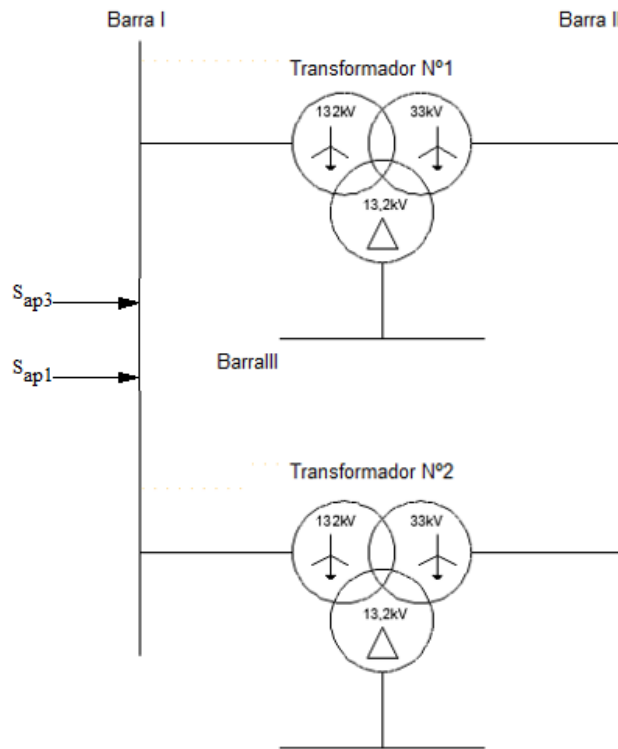
Se desea determinar los niveles de cortocircuito en barras de 33 kV y 13,2 kV. Para ello se empleara el método PU para el cálculo de corrientes de cortocircuito.

Los datos necesarios para el método PU son:

- Diagrama unifilar de la ET.
- Aportes de la red.
- Reactancias, resistencias y susceptancias de los elementos del diagrama unifilar.
- Tensión nominal de cada elemento.
- Potencia nominal de cada elemento.

Diagrama unifilar de la ET.

En el diagrama unifilar se puede observar que los transformadores están conectados en paralelo, debido a que presentan las mismas características eléctricas.



Transformador Nº1	Transformador Nº2	Barras	Aportes de la red
132 / 33 / 13,2 kV	132 / 33 / 13,2 kV	$V_I = 132 \text{ kV}$	$S_{ap3} = 541 \text{ MVA}$
30 / 20 / 30 MVA	30 / 20 / 30 MVA	$V_{II} = 33 \text{ kV}$	$S_{ap1} = 306 \text{ MVA}$
		$V_{III} = 13,2 \text{ kV}$	
$X_{12\%} = 10,31$	$X_{12\%} = 10,31$		
$X_{13\%} = 17,81$	$X_{13\%} = 17,81$		
$X_{23\%} = 6,6$	$X_{23\%} = 6,6$		
$X_{01\%} = 8,74$	$X_{01\%} = 8,74$		
$X_{02\%} = 0,55$	$X_{02\%} = 0,55$		
$X_{03\%} = 4,89$	$X_{03\%} = 4,89$		



Elección de los valores base.

$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

$$V_{bI} = 132 \text{ kV}$$

$$Z_{bI} = \frac{V_{bI}^2}{S_b} = 1742,4 \Omega$$

$$V_{bII} = V_{bI} \frac{33 \text{ kV}}{132 \text{ kV}} = 33 \text{ kV}$$

$$Z_{bII} = \frac{V_{bII}^2}{S_b} = 108,9 \Omega$$

$$V_{bIII} = V_{bI} \frac{13,2 \text{ kV}}{132 \text{ kV}} = 13,2 \text{ kV}$$

$$Z_{bIII} = \frac{V_{bIII}^2}{S_b} = 17,424 \Omega$$

Valores de referencia del transformador N°1.

$$S_{T1} = 30 \text{ MVA}$$

$$V_{T1} = 132 \text{ kV}$$

$$Z_{T1} = \frac{V_{T1}^2}{S_{T1}} = 580,8 \Omega$$

Transformación de las impedancias del transformador.

$$X_{1\%} = \frac{X_{12\%} + X_{13\%} - X_{23\%}}{2} = 10,76$$

$$X_{2\%} = \frac{X_{12\%} + X_{23\%} - X_{13\%}}{2} = -0,45$$

$$X_{3\%} = \frac{X_{13\%} + X_{23\%} - X_{12\%}}{2} = 7,05$$



Valores de referencia del transformador N°2.

$$S_{T2} = 30 \text{ MVA}$$

$$V_{T2} = 132 \text{ kV}$$

$$Z_{T2} = \frac{V_{T2}^2}{S_{T2}} = 580,8 \Omega$$

Transformación de las impedancias del transformador.

$$X_{1\%} = \frac{X_{12\%} + X_{13\%} - X_{23\%}}{2} = 10,76$$

$$X_{2\%} = \frac{X_{12\%} + X_{23\%} - X_{13\%}}{2} = -0,45$$

$$X_{3\%} = \frac{X_{13\%} + X_{23\%} - X_{12\%}}{2} = 7,05$$

Determinación de los valores en por unidad (PU).

Aportes de la red.

$$x_{ap3} = 1,1 \frac{S_b}{S_{ap3}} = 0,02 \text{ (pu)}$$

$$x_{ap1} = 3 \cdot 1,1 \frac{S_b}{S_{ap1}} - 2 \cdot 1,1 \frac{S_b}{S_{ap3}} = 0,067 \text{ (pu)}$$

Transformador N°1.

$$x_1 = \frac{X_{1\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T1}}{Z_{bl}} = 0,036 \text{ (pu)}$$

$$x_2 = \frac{X_{2\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T1}}{Z_{bl}} = -0,002 \text{ (pu)}$$

$$x_3 = \frac{X_{3\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T1}}{Z_{bl}} = 0,024 \text{ (pu)}$$

$$x_{01} = \frac{X_{01\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T1}}{Z_{bl}} = 0,028 \text{ (pu)}$$

$$x_{02} = \frac{X_{02\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T1}}{Z_{bl}} = 0,002 \text{ (pu)}$$

$$x_{03} = \frac{X_{03\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T1}}{Z_{bl}} = 0,016 \text{ (pu)}$$



Transformador N°2.

$$x_1 = \frac{X_{1\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T2}}{Z_{bl}} = 0,036 \text{ (pu)}$$

$$x_2 = \frac{X_{2\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T2}}{Z_{bl}} = -0,002 \text{ (pu)}$$

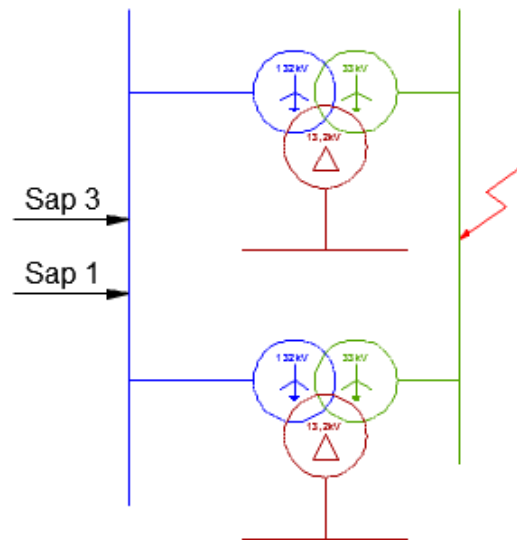
$$x_3 = \frac{X_{3\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T2}}{Z_{bl}} = 0,024 \text{ (pu)}$$

$$x_{01} = \frac{X_{01\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T2}}{Z_{bl}} = 0,028 \text{ (pu)}$$

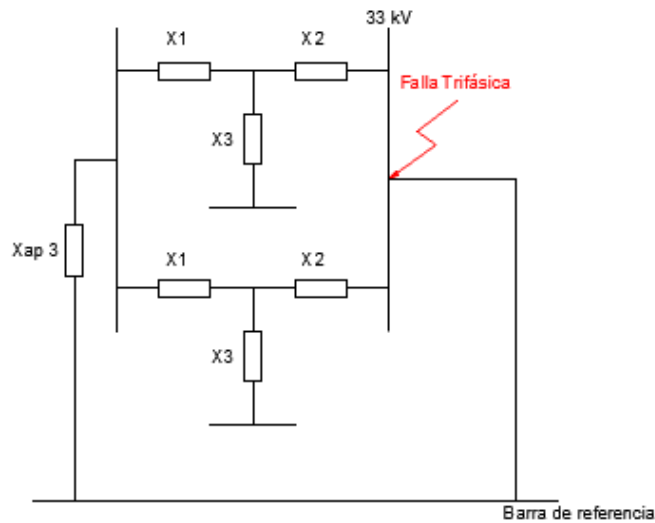
$$x_{02} = \frac{X_{02\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T2}}{Z_{bl}} = 0,002 \text{ (pu)}$$

$$x_{03} = \frac{X_{03\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T2}}{Z_{bl}} = 0,016 \text{ (pu)}$$

Cortocircuito en la barra II (33 kV).



Circuito de secuencia directa.



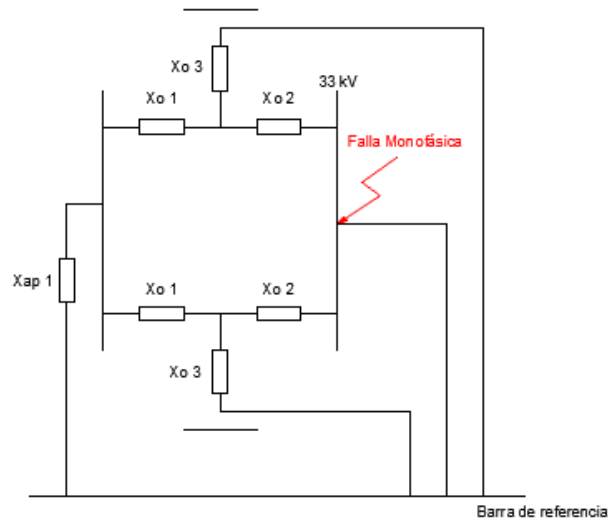
La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia directa es:

$$z_d = j \cdot x_{ap3} + \frac{[(j \cdot x_1 + j \cdot x_2) \cdot (j \cdot x_1 + j \cdot x_2)]}{[(j \cdot x_1 + j \cdot x_2) + (j \cdot x_1 + j \cdot x_2)]} = j \cdot 0,0375 \text{ (pu)}$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia inversa es igual a la impedancia de Thevenin del circuito de secuencia directa:

$$z_d = z_i = j \cdot 0,0375 \text{ (pu)}$$

Circuito de secuencia homopolar.



$$Z_A = \frac{(j x_{02} \cdot j x_{03})}{j \cdot x_{02} + j \cdot x_{03}} + j \cdot x_{01} = j \cdot 0,03 \text{ (pu)}$$

$$Z_B = \frac{(j x_{02} \cdot j x_{03})}{j \cdot x_{02} + j \cdot x_{03}} + j \cdot x_{01} = j \cdot 0,03 \text{ (pu)}$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia homopolar es:

$$z_0 = \frac{Z_A \cdot Z_B}{Z_A + Z_B} + j \cdot x_{ap1} = j \cdot 0,0821 \text{ (pu)}$$

Cortocircuito trifásico.

La potencia de cortocircuito trifásico es:

$$S''_{k3} = 1,1 \frac{S_d}{|z_d|} = 293,21 \text{ MVA}$$

La corriente de cortocircuito trifásico es:

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bII}} = 5,13 \text{ kA}$$

La corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico es:

$$\chi = 1,6 \quad (\text{Cortocircuito alejado de la generación})$$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot \chi \cdot I''_{k3} = 11,61 \text{ kA}$$



Cortocircuito monofásico.

La potencia de cortocircuito monofásico es:

$$S''_{k1} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot S_d}{|z_d + z_i + z_0|} = 210 \text{ MVA}$$

La corriente de cortocircuito monofásico es:

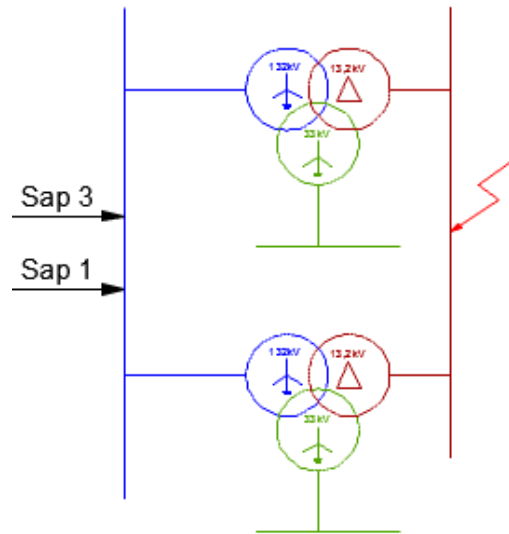
$$I''_{k1} = \frac{S''_{k1}}{\sqrt{3} \cdot V_{bII}} = 3,674 \text{ kA}$$

La corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico es:

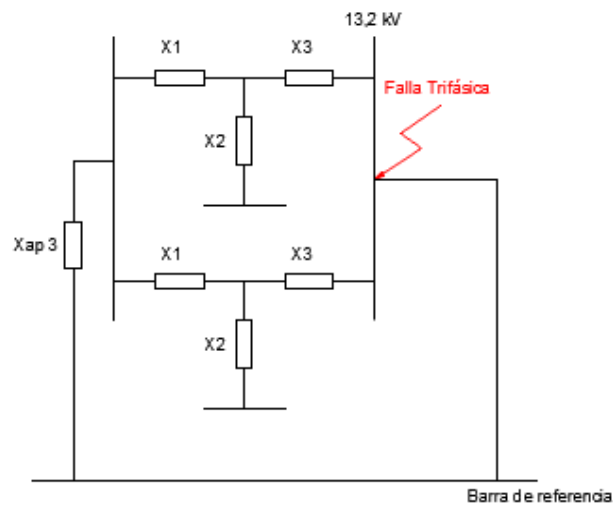
$$\chi = 1,6 \quad (\text{Cortocircuito alejado de la generación})$$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot \chi \cdot I''_{k1} = 8,31 \text{ kA}$$

Cortocircuito en la barra III (13,2 kV).



Circuito de secuencia directa.



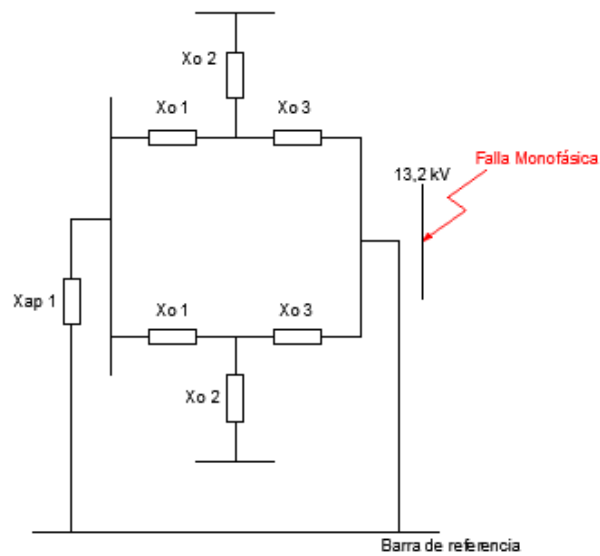
La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia directa es:

$$z_d = j \cdot x_{ap3} + \frac{[(j \cdot x_1 + j \cdot x_3) \cdot (j \cdot x_1 + j \cdot x_3)]}{[(j \cdot x_1 + j \cdot x_3) + (j \cdot x_1 + j \cdot x_3)]} = j \cdot 0,05 \text{ (pu)}$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia inversa es igual a la impedancia de Thevenin del circuito de secuencia directa:

$$z_d = z_i = j \cdot 0,05 \text{ (pu)}$$

Circuito de secuencia homopolar.



La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia homopolar es:

$$z_0 = \infty$$

Cortocircuito trifásico.

La potencia de cortocircuito trifásico es:

$$S''_{k3} = 1,1 \frac{S_d}{|z_d|} = 220 \text{ MVA}$$

La corriente de cortocircuito trifásico es:

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bII}} = 9,62 \text{ kA}$$

La corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico es:

$$\chi = 1,6 \quad (\text{Cortocircuito alejado de la generación})$$

$$I_S = \sqrt{2} \cdot \chi \cdot I''_{k3} = 21,77 \text{ kA}$$

Cortocircuito monofásico.

La potencia de cortocircuito monofásico es:

$$S''_{k1} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot S_d}{|z_0|} = 0 \text{ MVA}$$



La corriente de cortocircuito monofásico es:

$$I''_{k1} = \frac{S''_{k1}}{\sqrt{3} \cdot V_{bIII}} = 0 \text{ kA}$$

1.2.5. Conclusiones.

Tabla resumen de resultados.

	Barra I (132 kV)	Barra II (33 kV)	Barra III (13,2 kV)
Potencia de cortocircuito trifásico	541 MVA	293,21 MVA	220 MVA
Corriente de cortocircuito trifásico	2,363 kA	5,13 kA	9,62 kA
Potencia de cortocircuito monofásico	306 MVA	210 MVA	0 MVA
Corriente de cortocircuito monofásico	1,338 kA	3,674 kA	0 kA

La potencia de cortocircuito para diseño utilizada por ENERSA al nivel de 132 kV es de 5000 MVA. Como se observa, en la anterior tabla, la potencia de cortocircuito trifásica en barras de 132 kV de la ET es de 541 MVA. Con lo cual todo el equipamiento e instalación de 132 kV no presentará problemas debidos a cortocircuito ante la ampliación de la ET.

La potencia de cortocircuito para diseño utilizada por ENERSA al nivel de 33 kV es de 750 MVA. Como se observa, en la anterior tabla, la potencia de cortocircuito trifásica en barras de 33 kV de la ET es de 293,21 MVA. Con lo cual todo el equipamiento e instalación de 33 kV no presentará problemas debidos a cortocircuito ante la ampliación de la ET.

La potencia de cortocircuito para diseño utilizada por ENERSA al nivel de 13,2 kV es de 500 MVA. Como se observa, en la anterior tabla, la potencia de cortocircuito trifásica en barras de 13,2 kV de la ET es de 220 MVA. Con lo cual todo el equipamiento e instalación de 13,2 kV no presentará problemas debidos a cortocircuito ante la ampliación de la ET.

Cálculo del equipamiento eléctrico de la Estación Transformadora.





1.1. EQUIPOS DE AT 132 KV.

VER PLANO N°6: UNIFILAR 132 KV ET GUALEGUAY.

El equipamiento de alta tensión deberá ser especificado de acuerdo con las normas internacionales IEC o ANSI y a las especificaciones particulares que se fijen en cada caso. En lo siguiente se incluye un listado de Especificaciones Técnicas que cubren los aspectos particulares de cada provisión.

El equipamiento estará caracterizado por los siguientes valores definidos según la norma IEC 60694:

- :: Tensión Nominal.
- :: Nivel de aislación.
- :: Frecuencia Nominal.
- :: Corriente nominal.
- :: Corriente Resistida de Corta Duración.
- :: Corriente Pico Resistida.
- :: Duración de Cortocircuito.
- :: Tensión Nominal de Bobinas de Operación y Auxiliares.
- :: Frecuencia Nominal de Bobinas de Operación y Auxiliares.
- :: Nivel de Polución.
- :: Requerimientos de RIV y Corona.

1.1.1. Interruptores automáticos.

El interruptor automático es el que en definitiva materializa las órdenes de conexión y/o desconexión ordenadas por las protecciones y automatismos.

Los interruptores deberán ser capaces de cerrar, conducir e interrumpir los niveles nominales de corrientes en condiciones normales de operación del sistema. Asimismo, deberán cerrar, conducir durante un tiempo especificado e interrumpir los niveles de corrientes especificadas bajo condiciones anormales.

Deberán tener las prestaciones nominales necesarias según surja de los estudios del sistema: tensión nominal, corriente nominal y toda otra que los hagan aptos para operar en él. Deberán responder a la norma IEC 60694 en cuanto a valores nominales de tensiones, corrientes y auxiliares y de ensayos (resistidos a impulso y a 50 Hz).

En lo que respecta a características generales y ensayos, deberán responder a las normas IEC 60056.

La misión de los interruptores automáticos es doble:

- :: Unión o separación de redes o instalaciones en el caso de maniobras.
- :: Separación de la zona averiada en el menor tiempo posible.

La desconexión de un cortocircuito es la misión más difícil de cumplir por el interruptor, esta misión es un factor determinante de su tamaño. La potencia de ruptura se utiliza como medida para elegir el más adecuado.

Pero además de éste valor es necesario tener en cuenta una serie de aspectos generales que también no ayudarán a dimensionar este tipo de equipos eléctricos.

Como pueden ser:



- :: Tensión nominal.
- :: Intensidad nominal.
- :: Capacidad de ruptura.
- :: Capacidad de cierre.
- :: Tiempo de conexión.
- :: Tiempo de desconexión.
- :: Instalación interior o de intemperie.
- :: Limitación de espacio.
- :: Costo.

a) Medio de interrupción

Podrá utilizarse cualquier método de interrupción de corriente y de extinción del arco, siempre que sea de última generación. La cantidad de cámaras de extinción será función de los valores de potencia a interrumpir. Los interruptores actualmente en uso para sistemas de alta tensión son de SF₆.

b) Sistema de accionamiento

Podrán utilizarse los distintos tipos de accionamientos comunes para sistemas de transmisión:

- :: Hidráulicos con sistema de alta presión de aceite.
- :: Neumáticos con sistema de aire comprimido individual o de conjunto.
- :: A resortes mediante la carga por un motor eléctrico.

Observación: en razón de la confiabilidad demostrada en servicio durante los últimos treinta (30) años y sumado a su sencillo y bajo costo de mantenimiento, el sistema de accionamiento a resorte es el más usado en la actualidad.

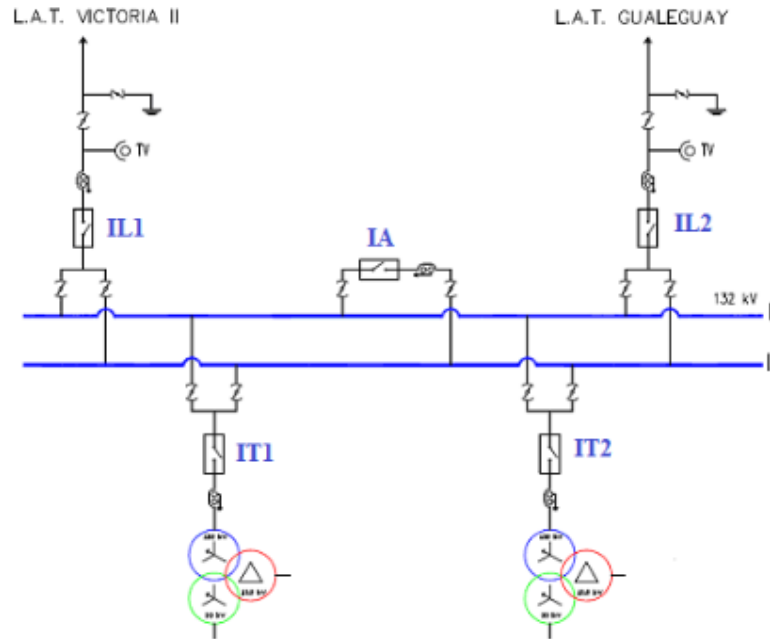
Los motocompresores de los sistemas neumáticos o hidráulicos serán de cárter húmedo.

Cualquiera sea el tipo de accionamiento deberá garantizarse la acumulación de energía suficiente para el cumplimiento del ciclo IEC O-03"-CO-3'-CO. Asimismo, un interruptor en posición de "abierto" deberá quedar bloqueado si no dispone de la energía suficiente como para completar un ciclo de cierre y apertura.

Los polos de interruptores de 132 y 220 kV deberán ser independientes entre sí y tener accionamientos individuales; sólo podrán compartir el sistema de accionamiento neumático o hidráulico y el cableado de mando y control.

Los dispositivos de disparo y cierre de interruptores de 132 y 220 kV deberán disponer de electroválvulas duplicadas totalmente independientes, como así también una cantidad de contactos auxiliares inversores suficientes para el cumplimiento del circuito funcional de enclavamiento y señalización, más una reserva de 10 NA+10 NC.

Ubicación de los interruptores automáticos en 132 kV.



Determinación de Interruptores de Línea y Acoplamiento de Barras.

Los parámetros para la selección de interruptores son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Potencia nominal.

La potencia operada queda determinada por la potencia instalada en la estación transformadora.

$$S_n = 60 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por cada uno de los interruptores automáticos, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 262,4 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 132 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 541 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Es el valor eficaz de la corriente alterna que fluye a través de un interruptor cuando se lo desconecta en caso de cortocircuito.

En general los circuitos que abren los interruptores son inductivos, al iniciarse el transitorio de desconexión se produce el arco, el cual se anulará en el primer paso por cero de la corriente. Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condición más desfavorable.

$$\mu = 1$$

$$I_\alpha = \mu \cdot I''_{k3} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 5,354 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

La corriente de cortocircuito somete a los aparatos a esfuerzos térmicos, es un proceso de corta duración, o sea, que toda la energía calorífica producida durante la falla se utiliza para elevar la temperatura del equipo o del conductor considerado. La corriente térmica representa el valor efectivo de la corriente que el aparato de servicio soporta durante un segundo.

La magnitud térmica viene determinada por el denominado valor medio térmicamente activo de la corriente de cortocircuito, y se define como el valor de la corriente que en un segundo produce la misma cantidad de calor que la corriente de cortocircuito en el tiempo total de permanencia de la falla.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$$m = 0.1 \quad \text{Influencia de la componente continua de corriente.}$$

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 2,482 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	IATE-MAGRINI	
Norma	IEC 62271-100	IEC 62271-100
Modelo	145 MHD 1P	
Tipo	Exterior	
Clase de recierre	IL 1 Uni-Tripolar IL 2 Uni-Tripolar IA Tripolar	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Corriente nominal	1200 A	262,4 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000	
BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	21 kA	2,36 kA
Corriente de apertura (I_a)	21 kA	2,36 kA
Corriente de cierre (I_s)	50 kA	5,35 kA
Corriente térmica (I_{th})	21 kA	2,48 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	5,35 kA
Potencia de ruptura	5000 MVA	541 MVA
Tiempo total de apertura hasta la separación de los contactos	30 +- 3ms	
Tiempo de duración del arco	23 ms	
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	60 ms	
Ciclo de operación garantizada	A-0,3"-CA-3'-CA	
Accionamiento	Neumático	
Método de accionamiento	Aire comprimido	
Medio aislante	SF6	
Tensión auxiliar de corriente continua	110 V	
Tensión auxiliar de corriente alterna	380/220 V	
Numero de contactos auxiliares	10	
Masa	1000 kg	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los interruptores automáticos instalados actualmente, tanto los de línea como los de acoplamiento, soportarán correctamente el posterior aumento de la potencia instalada.



Determinación de Interruptores de Transformadores de Potencia.

Los parámetros para la selección de interruptores son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Potencia nominal.

La potencia operada queda determinada por la potencia nominal del transformado.

$$S_n = 30 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por cada uno de los interruptores automáticos, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 131,2 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 132 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 541 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Es el valor eficaz de la corriente alterna que fluye a través de un interruptor cuando se lo desconecta en caso de cortocircuito.

En general los circuitos que abren los interruptores son inductivos, al iniciarse el transitorio de desconexión se produce el arco, el cual se anulará en el primer paso por cero de la corriente. Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condición más desfavorable.

$$\mu = 1$$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 5,354 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

La corriente de cortocircuito somete a los aparatos a esfuerzos térmicos, es un proceso de corta duración, o sea, que toda la energía calorífica producida durante la falla se utiliza para elevar la temperatura del equipo o del conductor considerado. La corriente térmica representa el valor efectivo de la corriente que el aparato de servicio soporta durante un segundo.

La magnitud térmica viene determinada por el denominado valor medio térmicamente activo de la corriente de cortocircuito, y se define como el valor de la corriente que en un segundo produce la misma cantidad de calor que la corriente de cortocircuito en el tiempo total de permanencia de la falla.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$$m = 0.1 \quad \text{Influencia de la componente continua de corriente.}$$

$$n = 1 \quad \text{Influencia de la componente alterna de corriente.}$$

$$t = 1s \quad \text{Tiempo de referencia.}$$

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 2,482 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	IATE-MAGRINI	
Norma	IEC 62271-100	IEC 62271-100
Modelo	145 MHD 1P	
Tipo	Exterior	
Clase de recierre	IT 2 Tripolar IT 1 Tripolar	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Corriente nominal	1200 A	131,2 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000	



BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	21 kA	2,36 kA
Corriente de apertura (I_a)	21 kA	2,36 kA
Corriente de cierre (I_s)	50 kA	5,35 kA
Corriente térmica (I_{th})	21 kA	2,48 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	5,35 kA
Potencia de ruptura	5000 MVA	541 MVA
Tiempo total de apertura hasta la separación de los contactos	30 +- 3ms	
Tiempo de duración del arco	23 ms	
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	60 ms	
Ciclo de operación garantizada	A-0,3"-CA-3'-CA	
Accionamiento	Neumático	
Método de accionamiento	Aire comprimido	
Medio aislante	SF6	
Tensión auxiliar de corriente continua	110 V	
Tensión auxiliar de corriente alterna	380/220 V	
Numero de contactos auxiliares	10	
Masa	1000 kg	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los interruptores automáticos instalados actualmente, como protección de los transformadores de potencia, soportarán correctamente el posterior aumento de la potencia instalada.



1.1.2. Seccionadores.

Los seccionadores se utilizan para unir o separar de forma bien visible, diferentes elementos componentes de una instalación de forma que no se interrumpa el funcionamiento del resto de la instalación. Con la ayuda de los seccionadores pueden lograrse múltiples posibilidades de conexión como por ejemplo, conmutar derivaciones en sistemas de barras múltiples.

Se distinguen de los interruptores en que sus maniobras de conexión y desconexión deben hacerse sin carga.

Los seccionadores tienen diferentes estructuras en función de la tensión nominal de la instalación y, en menor medida, de la corriente y del espacio disponible.

Los seccionadores deberán poder abrir y cerrar circuitos con corrientes residuales, conducir permanentemente las corrientes nominales y durante el tiempo especificado las corrientes anormales, como ser las de cortocircuito. En posición "abierto" deberán mantener la distancia de aislación en aire fijada por las especificaciones.

Las cuchillas de tierra deberán poder soportar durante el tiempo especificado las corrientes de falla.

Deberán cumplimentar los requerimientos de la norma IEC 60129 de seccionadores y cuchillas de puesta a tierra y responder a la IEC 60694 en lo que respecta a valores nominales y de ensayos (resistida a impulso y 50 HZ).

Los seccionadores podrán ser de apertura horizontal o vertical y con movimiento giratorio central o lateral, pantográfico o semipantográfico. Sea cual sea el tipo, deberán permitir la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire.

El tipo de apertura deberá elegirse teniendo en cuenta las distancias eléctricas adoptadas para el proyecto. Los de apertura lateral, por ejemplo, requieren mayores distancias entre ejes de fases que los de otro tipo. Esta elección adquiere particular importancia cuando se trata de ampliación de instalaciones existentes, cuyas distancias pueden haber sido proyectadas para otro tipo de equipamiento.

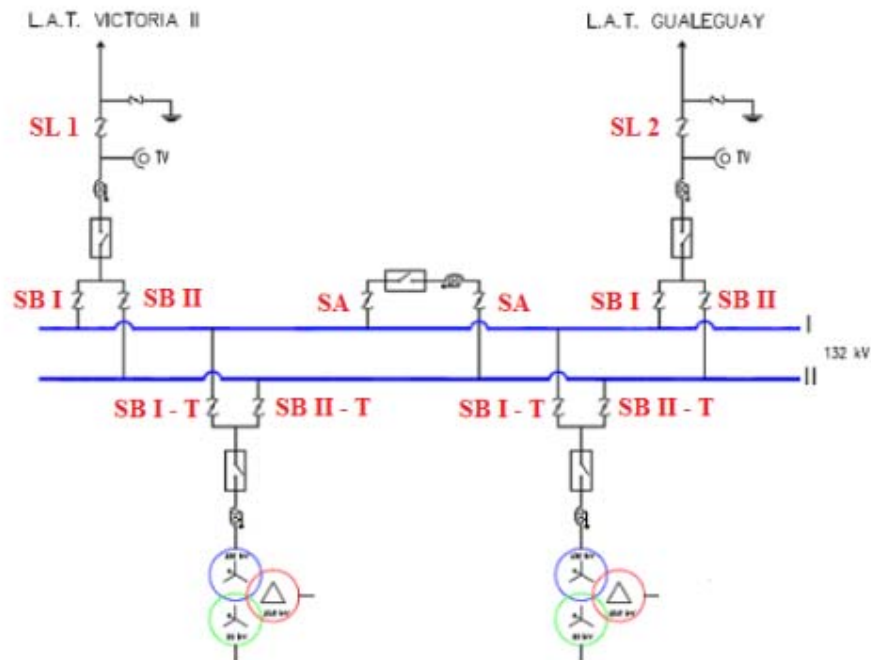
Los seccionadores tendrán mando motorizado para operación individual por polo para la cuchilla principal. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual, de acuerdo a la definición en cada caso. Solamente los seccionadores de 132 kV podrán tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

Los seccionadores deberán contar por razones de seguridad de bloqueo mecánico en las posiciones de "abierto" y "cerrado". Las piezas de bloqueo mecánico deberán poder resistir intentos de accionamientos ordinarios, accidentales o voluntarios.

Los contactos móviles deben garantizar:

- :: Alta presión de contacto para limitar el valor de la resistencia de contacto.
- :: Operación deslizante para asegurar la autolimpieza de los contactos.
- :: Facilidad para la reposición de piezas de contacto.

Ubicación de los seccionadores en 132 kV.



Determinación de Seccionadores de Línea, seccionadores de barra y de acoplamiento de barras.

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Potencia nominal.

$$S_n = 30 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 131,2 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 541 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 5,354 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1 \text{ s}$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 2,482 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	IATE	
Norma	IEC 62271-102	IEC 62271-102
Modelo	STE-3C PP STE-3C FI	
Tipo	Exterior	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Corriente nominal	600 A	262,4 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	2,36 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	2,48 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	5,35 kA
Tensión auxiliar de corriente continua	110 V	

Tensión auxiliar de corriente alterna	220 V	
Número de contactos auxiliares de la cuchilla de puesta a tierra	6	
Numero de contactos auxiliares	10	
Masa	990 kg	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los seccionadores instalados actualmente soportarán correctamente el posterior aumento de la potencia instalada.

Determinación de Seccionadores para los Transformadores de Potencia.

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Potencia nominal.

$$S_n = 30 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 131,2 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 541 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 5,354 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 2,482 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	IATE	
Norma	IEC 62271-102	IEC 62271-102
Modelo	STE-3C FI	
Tipo	Exterior	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Corriente nominal	600 A	131,2 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	2,36 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	2,48 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	5,35 kA
Tensión auxiliar de corriente continua	110 V	
Tensión auxiliar de corriente alterna	220 V	
Número de contactos auxiliares de la cuchilla de puesta a tierra	6	
Numero de contactos auxiliares	10	
Masa	990 kg	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los seccionadores instalados actualmente soportarán correctamente el posterior aumento de la potencia instalada.

1.1.3. Transformadores de medida.

Los transformadores de medición son componentes imprescindibles para el funcionamiento de las estaciones transformadoras de AT, tienen como objetivo transformar las magnitudes de tensión y corriente de los niveles primarios (kV y kA) a magnitudes secundarias (V y A) compatibles con los instrumentos de medida, protección y con la seguridad de las personas.

En función a su utilización se clasifican en:

- :: Transformador de intensidad.
- :: Transformador de tensión.

Normalmente los transformadores de corriente se construyen con sus secundarios para corrientes de 1 a 5 A y los transformadores de tensión se construyen con sus secundarios para tensiones de 100, 110, 200, 220, $100/\sqrt{3}$, $110/\sqrt{3}$, $200/\sqrt{3}$ y $220/\sqrt{3}$ V.

Las principales características que se debe considerar en la elección de un transformador de medida son:

- :: Dimensionamiento del aislamiento según la tensión de utilización y la ubicación.
- :: Precisión en la reproducción de la magnitud primaria.
- :: Prestación o potencia nominal, es la potencia aparente secundaria que se expresa en VA u Ω .
- :: Calentamiento del equipo y capacidad de sobrecargas.

De la correcta elección de estos parámetros dependerá el funcionamiento de los equipos de protección en los momentos críticos.

En la siguiente tabla se puede observar un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los transformadores de tensión.

Concepto	Transformador	
	Tensión	Corriente
Norma IEC / IRAM	60186 / 2271	60185 / 2344-1
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	Z_2 disminuye	Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie



1.1.3.1. Transformadores de intensidad.

Son aparatos que tienen como función reducir los niveles de corriente y aislar los instrumentos de protección y medición.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de los aparatos de medición y protección que requieran ser energizados.

Generalmente se da la existencia de varios arrollamientos secundarios en un mismo transformador, cada uno sobre su circuito magnético, uno para medida y otro para protección. De ésta forma no existe influencia de un secundario sobre otro.

Los transformadores de corriente deberán ser especificados sobre la base de la corriente primaria y la clase de precisión. Podrán ser de relación múltiple para adecuarse a modificaciones futuras de la estación.

Deberán cumplir las prescripciones de la norma IEC 60185. La clase de los transformadores de medida estará fijada por el uso: medición convencional (clase 0.5), medición según la especificación CAMMESA (clase 0,2) y protecciones con clase 5P.

Los transformadores de corriente deberán satisfacer los requisitos de compatibilidad electromagnética, verificándose por medio de mediciones de RIV y de tensiones transitorias transferidas, según las últimas prescripciones de la norma IEC 60044-1.

Los componentes y parámetros a tener en cuenta para la selección de los transformadores de intensidad son:

:: Aislamiento externo. El aislamiento externo consta, generalmente, de una envolvente cerámica con una línea de fuga lo suficientemente larga como para que no se contornee bajo condiciones de contaminación.

:: Aislamiento interno. Éste considera la aislación de la parte activa de AT con la parte externa. La parte activa se aísla con resina epoxy, papel, cartón u otro componente y el espacio libre se llena con aceite aislante o SF₆.

:: Núcleo. Los transformadores de intensidad, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de gran permeabilidad. Cabe diferenciar que cuando un núcleo va destinado para medida se utiliza una chapa de rápida saturación, mientras que el de protección, la chapa a utilizar será de saturación débil.

:: Corriente primaria. Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para estaciones de potencia, los valores normalizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 y 4000 A

:: Corriente secundaria. Valores normalizados de 1 a 5 A, dependiendo su elección de las características del proyecto.

:: Tensión secundaria nominal. Es la tensión que se levanta en los terminales secundarios del transformador al alimentar una carga de veinte veces la corriente nominal secundaria.

:: Relación de transformación.



:: Error de corriente. Error que el transformador introduce en la medida de una corriente y que proviene del hecho que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal.

:: Error de fase. Es la diferencia de fase entre los vectores de las intensidades primaria y secundaria.

:: Potencia nominal o de prestación. Es la potencia aparente secundaria. Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos conectados en serie con el devanado secundario más las pérdidas por efecto Joule que se producen en los cables de alimentación.

Los valores normales de la potencia de precisión son: 5, 10, 15, 30 y hasta 60 VA.

En el caso en que la prestación nominal del TI sea demasiado mayor que la potencia consumida por los instrumentos de medición y protección, se deberá colocar resistencias en paralelo con la finalidad de aumentar la carga hasta la potencia nominal, de esta manera se evitan errores en las mediciones.

:: Frecuencia nominal.

:: Límite de cortocircuito. Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo de 1s. Los valores normales del coeficiente de sobreintensidad son: 5, 10, 20, 30.

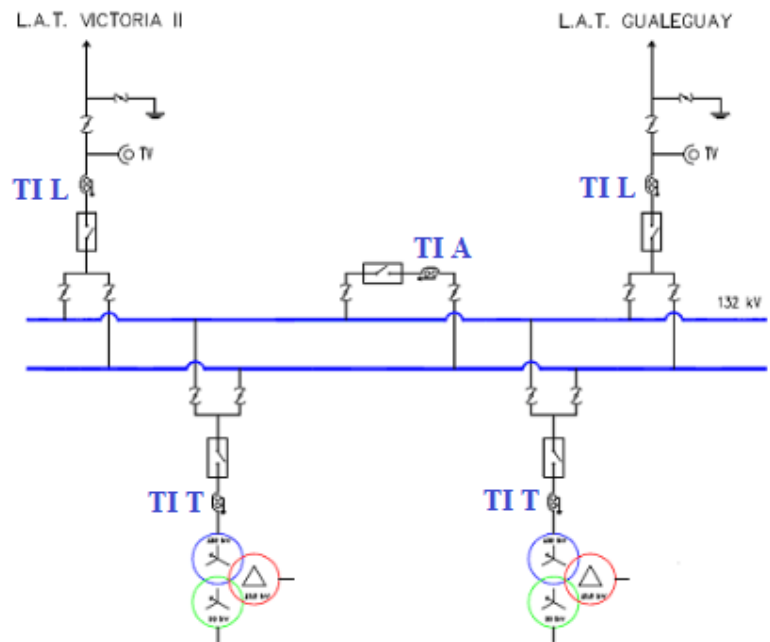
:: Clase de precisión para medición. Se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con corriente y frecuencia nominal. Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo a los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5.

:: Clase de precisión para protección. Los transformadores con núcleos para protección, se diseñan para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores de hasta 30 veces el valor de la corriente nominal. Las clases de precisión normales son: 5P y 10P. La indicación de la clase de precisión va seguida por el coeficiente de sobreintensidad.

:: Corriente de límite térmico. Es el mayor valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar por efecto Joule durante 1s sin sufrir deterioro.

:: Corriente de límite dinámico. Es el valor de pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro.

Ubicación de los transformadores de intensidad.



Determinación de Transformadores de intensidad para las líneas.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Potencia nominal.

$$S_n = 60 \text{ MVA}$$



:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 262,4 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 541 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 5,354 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1 \text{ s}$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 2,482 \text{ kA}$$

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI existentes.

$$I_n = 150 - 300 \text{ A}$$

$$R_T = 150 - 300 / 1 - 1 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 80 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,468 \Omega$$

$$P_p = (1 \text{ A})^2 \cdot R = 0,486 \text{ VA}$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Watímetro bidireccional (P) = 3 VA
- Vatímetro bidireccional (Q) = 3 VA
- Medidor de energía activa bidireccional (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva bidireccional (VARh) = 3 VA
- Frecuencímetro (F) = 2 VA
- Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 0.468 VA

Prestación del núcleo de medición = 17,468 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 30 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de impedancia (Z) = 5 VA
- Relé de máxima corriente por tierra ($I_{o>}$) = 3 VA
- Relé de corriente direccional (I_{\leftarrow}) = 3 VA
- Osciloperturbógrafo (Osc) = 3 VA
- Relé localizador de falla (LF) = 2 VA
- Relé reconector uni-tripolar (RUT) = 2 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 0.468 VA

Prestación del núcleo de protección = 18,468 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{300 A}{1 A} = 300$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 2,482 kA$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 8,273 A$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{1 A} = 8,273$$

El factor de sobreintensidad debe ser 10.

Clase 5P10

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 30 VA con una clase de 5P10

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	IATE	
Norma	IEC 60044-1	IEC 60044-1
Modelo	ATH -145	
Tipo	Monofásico Exterior	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Corriente nominal	150-300 A	262,4 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	30 kA	2,36 kA
Corriente térmica (I_{th})	30 kA	2,48 kA
Corriente dinámica (I_{din})	75 kA	5,35 kA
Relación de transformación	150-300/1-1 A	150-300/1-1 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 Fs<5	30 VA CI 0,5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P10	30 VA 5P10
Tipo de aislación	Papel - Aceite	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	
Masa	300 kg	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los transformadores de corriente, instalados actualmente para las líneas, soportarán correctamente el posterior aumento de la potencia instalada.

Determinación del Transformador de intensidad para el acoplamiento de barras.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Potencia nominal.

$$S_n = 60 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 262,4 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 541 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 5,354 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

$$m = 0.1 \quad \text{Influencia de la componente continua de corriente.}$$

$$n = 1 \quad \text{Influencia de la componente alterna de corriente.}$$

$$t = 1 \text{ s} \quad \text{Tiempo de referencia.}$$

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 2,482 \text{ kA}$$

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI existentes.

$$I_n = 150 - 300 \text{ A}$$

$$R_T = 150 - 300 / 1 - 1 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 80 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$



$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,468 \Omega$$

$$P_p = (1A)^2 \cdot R = 0,486 VA$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdida en el cable (Pp) = 0.468 VA

Prestación del núcleo de medición = 3,468 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 5 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente por tierra ($I_{o>}$) = 3 VA
- Relé de máxima corriente ($I_{>}$) = 3 VA
- Relé localizador de falla (LF) = 2 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 0.468 VA

Prestación del núcleo de protección = 8,468 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{300 A}{1 A} = 300$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 2,482 kA$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 8,273 A$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{1 A} = 8,273$$

El factor de sobreintensidad debe ser 10.

Clase 5P10

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 10 VA con una clase de 5P10

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	IATE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ATH -145	
Tipo	Monofásico Exterior	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Corriente nominal	150-300 A	262,4 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	30 kA	2,36 kA
Corriente térmica (I_{th})	30 kA	2,48 kA
Corriente dinámica (I_{din})	75 kA	5,35 kA
Relación de transformación	150-300/1-1 A	150-300/1-1 A
Núcleo 1: Medición	30 VA Cl 0,5 $F_s < 5$	5 VA Cl 0,5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P10	10 VA 5P10
Tipo de aislación	Papel - Aceite	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	
Masa	300 kg	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los transformadores de corriente, instalados actualmente para el acoplamiento de barras, soportarán correctamente el posterior aumento de la potencia instalada.

Determinación de Transformadores de intensidad para los transformadores de potencia.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Potencia nominal.

$$S_n = 60 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 262,4 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 541 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 2,366 \text{ kA}$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito trifásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 5,354 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

$$m = 0.1 \quad \text{Influencia de la componente continua de corriente.}$$

$$n = 1 \quad \text{Influencia de la componente alterna de corriente.}$$

$$t = 1 \text{ s} \quad \text{Tiempo de referencia.}$$

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 2,482 \text{ kA}$$

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI existentes.

$$I_n = 75 - 150 \text{ A}$$

$$R_T = 75 - 150 / 1 - 1 - 1 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 80 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$



$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,468 \Omega$$

$$P_p = (1A)^2 \cdot R = 0,486 VA$$

Núcleo de medición SMEC.

Clase 0,2

Aparatos conectados:

- Medición SMEC = 8 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 0.468 VA

Prestación del núcleo de medición = 8,468 VA.

El núcleo para la medición SMEC debe ser un núcleo de 10 VA con una clase de 0,2

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Watímetro (P) = 3 VA
- Vatímetro (Q) = 3 VA
- Medidor de energía activa (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva (VARh) = 3 VA
- Cofímetro ($\cos \phi$) = 3 VA
- Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 0.468 VA

Prestación del núcleo de medición = 18,468 VA.

El núcleo para medición debe ser un núcleo de 30 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente ($I>$) = 3 VA
- Relé de máxima corriente por tierra ($I_o>$) = 3 VA
- Relé localizador de falla (LF) = 2 VA
- Relé diferencial longitudinal del transformador (ΔI) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 0.468 VA

Prestación del núcleo de protección = 11,468 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{150 A}{1 A} = 150$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 2,482 \text{ kA}$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 16,545 \text{ A}$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{1 \text{ A}} = 16,545$$

El factor de sobreintensidad debe ser 20.
Clase 5P20

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 5P20

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado de estudio eléctrico
Fabricante	IATE	
Norma	IEC 60044-1	IEC 60044-1
Modelo	ATH -145	
Tipo	Monofásico Exterior	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Corriente nominal	75-150 A	131,2 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	30 kA	2,36 kA
Corriente térmica (I_{th})	30 kA	2,48 kA
Corriente dinámica (I_{din})	75 kA	5,35 kA
Relación de transformación	75-150/1-1-1 A	75-1500/1-1-1 A
Núcleo 1: Medición SMEC	10 VA Cl 0,2 $F_s < 2$	10 VA Cl 0,2
Núcleo 2: Medición	30 VA Cl 0,5 $F_s < 5$	30 VA Cl 0,5
Núcleo 3: Protección	60 VA 5P20	15 VA 5P20
Tipo de aislación	Papel - Aceite	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	
Masa	300 kg	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los transformadores de corriente, instalados actualmente para los transformadores de potencia, soportarán correctamente el posterior aumento de la potencia instalada.



1.1.3.2. Transformadores de tensión.

Son aparatos que tienen como función reducir los niveles de tensión y aislar los instrumentos de protección y medición.

En esta definición quedan involucrados los transformadores de tensión inductivos (TTI) que consisten en dos arrollamientos realizados sobre un núcleo y los transformadores de tensión capacitivos (TTC) que consisten en un divisor capacitivo, los cuales se utilizan para tensiones superiores a los 132 kV dado que los que los TTI requieren mucho costo en aislación.

El primario del transformador se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección que requieran ser energizados.

Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos en baño de aceite con aislador de porcelana.

Los transformadores del tipo inductivo deberán responder a la norma IEC 60044-2.

Para los transformadores del tipo capacitivo, de momento, deberá cumplirse con lo prescrito en las normas IEC 60186 e IEC 358 "Coupling Capacitors and Capacitor Dividers". En el futuro luego de su edición, deberá cumplirse con la norma específica IEC 60044-5.

Los transformadores de tensión deberán satisfacer los requisitos de compatibilidad electromagnética, verificándose por medio de mediciones de RIV y de tensiones transitorias transferidas, según las últimas prescripciones de la norma IEC 60044-2.

Los componentes y parámetros a tener en cuenta para la selección de los transformadores de tensión son:

:: Aislamiento externo. El aislamiento externo consta, generalmente, de una envolvente cerámica con una línea de fuga lo suficientemente larga como para que no se contornee bajo condiciones de contaminación.

:: Aislamiento interno. Éste considera la aislación de la parte activa de AT con la parte externa. La parte activa se aísla con resina epoxy, papel, cartón u otro componente y el espacio libre se llena con aceite aislante o SF₆.

:: Núcleo. Los transformadores de tensión, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de gran permeabilidad y de rápida saturación que mantienen constante la relación de transformación y la precisión cuando la tensión se mantiene por debajo de 1,2 veces la tensión nominal.

:: Arrollamiento primario.

:: Arrollamiento secundario.

:: Relación de transformación.

:: Error de tensión. Error que el transformador introduce en la medida de una tensión y que proviene del hecho que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal.

:: Error de fase. Es la diferencia de fase entre los vectores de la tensión primaria y secundaria.



:: Potencia nominal o de prestación. Es la potencia aparente secundaria. Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario más las pérdidas por efecto Joule que se producen en los cables de alimentación.

Los valores normales de la potencia de precisión para un factor de potencia son: 10, 25, 50, 100, 200, 500 VA.

:: Frecuencia nominal.

:: Transformadores de tensión para medición. Son los concebidos para alimentar equipos de medida. Tienen un error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con tensión y frecuencia nominal. Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo a los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.5, 1 y 3.

:: Transformadores de tensión para protección. Son aquellos destinados a alimentar relés de protección. Las clases de precisión normales son: 3P y 6P.

Si un transformador va a estar destinado para medida y protección, se construye normalmente con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético.

Transformador de tensión.

Los parámetros para la selección de los transformadores de tensión son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 145 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 275 \text{ kV}$$

:: Tensión y relación de transformación nominal de los TTI existentes.

$$V_n = 132/\sqrt{3} \text{ kV}$$

$$R_T = \frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

:: Núcleos.

Núcleo de medición SMEC.

Clase 0,2

Aparatos conectados:

Medición SMEC = 8 VA

La corriente que circula por el secundario del transformador de tensión es:

$$I_s = \frac{8 \text{ VA}}{\frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}}} = 0,126 \text{ A}$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 80 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,468 \Omega$$

$$P_p = (0,126 \text{ A})^2 \cdot R = 0,007 \text{ VA}$$

Caída de tensión en los cables.

$$\Delta V = I_s \cdot R = 0,126 \text{ A} \cdot 0,468 \Omega = 0,06 \text{ V} < 0,5 \text{ V}$$

El núcleo para la medición SMEC debe ser un núcleo de 10 VA de clase 0,2.

Núcleo de medición y protección.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Watímetro bidireccional (P) = 3 VA
- Watímetro bidireccional (Q) = 3 VA
- Medidor de energía activa bidireccional (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva bidireccional (VARh) = 3 VA
- Frecuencímetro (f) = 2 VA
- Voltímetro (V) = 3 VA
- Relé de impedancia (Z) = 5 VA
- Osciloperturbógrafo (Osc) = 3 VA
- Relé localizador de falla (LF) = 2 VA
- Relé reconector uni-tripolar (RUT) = 2 VA
- Watímetro (P) = 3 VA
- Watímetro (Q) = 3 VA
- Medidor de energía activa (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva (VARh) = 3 VA
- Cofímetro ($\cos \phi$) = 3 VA

Prestación total del núcleo = 47 VA.

La corriente que circula por el secundario del transformador de tensión es:

$$I_s = \frac{47 \text{ VA}}{\frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}}} = 0,74 \text{ A}$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 80 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,468 \Omega$$

$$P_p = (0,74 \text{ A})^2 \cdot R = 0,256 \text{ VA}$$

Caída de tensión en los cables.

$$\Delta V = I_s \cdot R = 0,74 \text{ A} \cdot 0,468 \Omega = 0,346 \text{ V} < 0,5 \text{ V}$$

El núcleo de medición y protección debe ser un núcleo de 50 VA de clase 0,5.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	IATE	
Norma	IEC 60044-2	IEC 60044-2
Modelo	TVH -145	
Tipo	Monofásico Exterior	
Tensión Nominal	132 kV	132 kV
Tensión Máxima	145 kV	145 kV
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	650 kV	550 kV
SIL	275 kV	275 kV
Relación de transformación	$\frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$	$\frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
Núcleo 1: Medición SMEC	30 VA Cl 0,2 Fs<2	10 VA Cl 0,2
Núcleo 2: Medición y Protección	200 VA Cl 0,5 Fs<5	50 VA Cl 0,5
Tipo de aislación	Papel - Aceite	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	
Masa	355 kg	

1.1.4. Descargadores de sobretensión.

La protección contra sobretensiones tiene por objeto el preservar los elementos que constituyen una instalación por la acción perjudicial de las sobretensiones que pueden aparecer durante el servicio, podemos distinguir dos clases de sobretensiones:

:: Sobretensiones de origen externo. Se incluyen en este grupo, las sobretensiones que tienen una precedencia exterior a la instalación y en los que, por lo tanto sus amplitudes no están en relación directa con la tensión en servicio de la instalación afectada. Comprenden, sobre todo, las sobretensiones de origen atmosférico, tales como rayos, cargas estáticas de las líneas, etc.

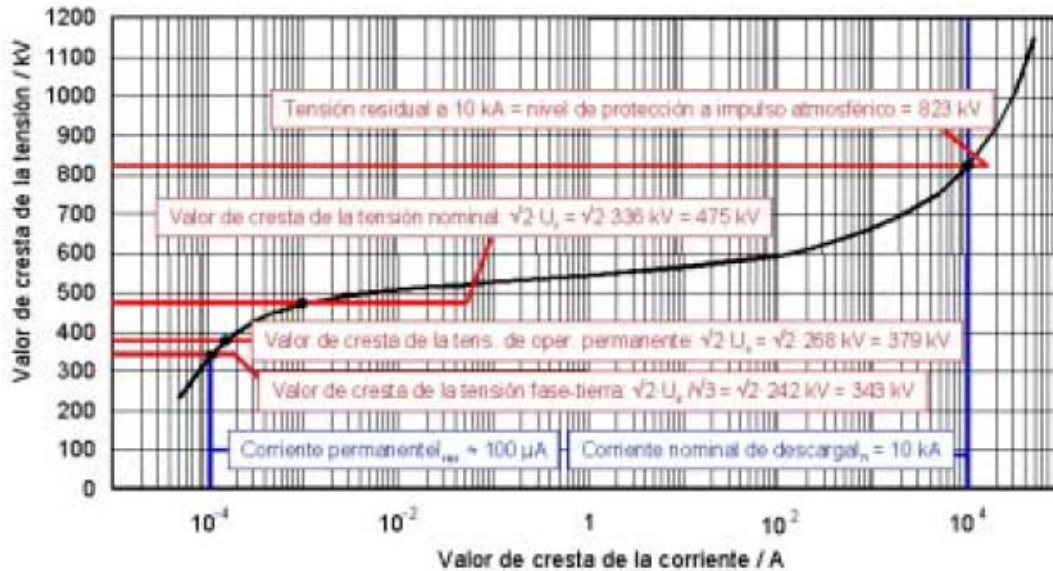
:: Sobretensiones de origen interno. Son las producidas al variar las propias condiciones de servicio de la instalación. A este grupo pertenecen las oscilaciones de intensidad de corriente, las variaciones de carga, las descargas a tierra, etc.



Representación esquemática de la magnitud de las tensiones y las sobretensiones en un sistema de potencia eléctrica con respecto a su duración ($1 \text{ p.u.} = \sqrt{2} \cdot U_s / \sqrt{3}$)

Actualmente se utilizan en la protección contra sobretensiones pararrayos de efecto valvular. El pararrayo autovalvular básicamente es una combinación de un explosor en serie con una resistencia variable, que se conecta por un borne a la línea y por el otro a tierra. Esta resistencia variable, tiene la propiedad de variar su resistencia con mucha rapidez, disminuyendo cuanto mayor sea la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado al reducirse ésta, se convierte así, el pararrayos en una válvula de seguridad.

Para proteger la instalación de 132 kV se encuentran instalados descargadores autovalvulares de resistencia variable, tanto para protección de sobretensiones de origen externo como la de origen interno.



Característica U-I de un descargador de OM típico en un sistema de 420 kV con neutro rígido a tierra

Los descargadores de sobretensión deberán responder al último proyecto aprobado del TC N°37 de la norma IEC o a las normas ANSI/IEEE C 62.11.

Los descargadores de uso actual, que utilizan resistores de óxido metálico, deben ser seleccionados en base a los siguientes criterios:

- Máxima tensión de frecuencia industrial.
- Capacidad de absorción de energía.
- Nivel de protección requerido.

De acuerdo a la norma IEC 60071, el nivel de protección requerido surge del estudio de coordinación de la aislación como relación con respecto a la tensión de impulso del equipamiento protegido.

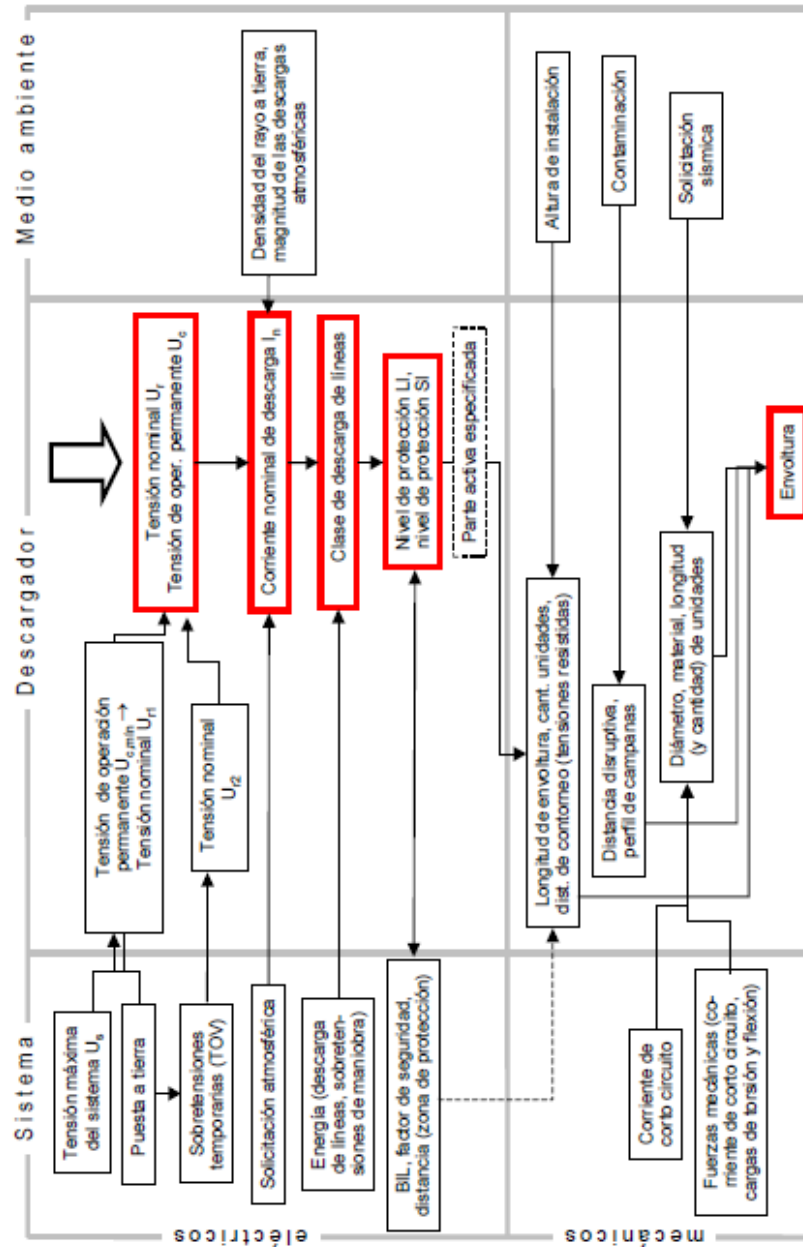
El descargador deberá emplazarse lo más cerca posible del equipo a proteger. Si esto no fuera posible, la limitación de sobretensión para el equipo protegido deberá verificarse según lo indicado en la norma IEC 60071-2 (punto 2.3.4.5).

La norma recomendada para la selección y aplicación de descargadores de sobretensión es la IEC 60099.

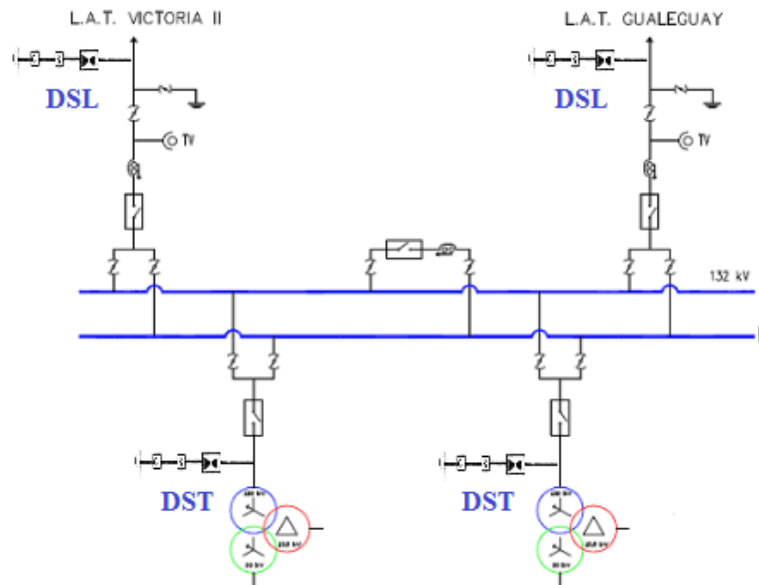
Los requisitos para un descargador de OM pueden retrotraerse a dos requisitos básicos. Por una parte los descargadores deberían suministrar la protección adecuada, y por la otra deberían disponerse para una operación permanente estable. Protección adecuada significa que las protecciones en el aparato a proteger siempre deben permanecer debajo de su tensión resistida y con un margen suficiente de seguridad. Operación permanente estable significa que el descargador debe poder conducirse con todas las solicitaciones resultantes de la operación de la red, manteniéndose al mismo tiempo, eléctrica y térmicamente estable bajo todas las condiciones.

La tensión de operación permanente mínimamente requerida debe ser tan elevada como la tensión fase tierra del sistema, con un adicional de por lo menos un 5%, la tolerancia tiene en cuenta posibles armónicos del sistema.

En la figura se muestra un diagrama de flujo que ilustra un enfoque de la configuración de un descargador.



Ubicación de los descargadores de sobretensión.



Determinación de Descargadores de Línea y Transformador.

Datos de la instalación.

:: Tensión nominal.

$$U_n = 132 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima.

$$U_{max} = 145 \text{ kV}$$

:: Nivel básico de aislación para sobretensiones de impulso.

$$BIL = 550 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación para sobretensiones de maniobra.

$$SIL = 70 \text{ kV}$$

:: Impedancia característica de transmisión.

$$Z_c = 379,4 \Omega$$

:: Nivel mínimo de protección requerido.

$$N_p = 20\%$$

:: Coeficiente de falla a tierra.

$$K_E = 1,4$$

:: Máxima duración de la sobretensión temporaria.

$$t = 10s$$

:: Máxima corriente de cortocircuito.

$$I_{cc} = 10 \text{ kA}$$

Calculo de las características del descargador.

Tensión de operación continua.

La tensión de operación permanente mínimamente requerida debe ser tan elevada como la tensión fase tierra del sistema, con un adicional de por lo menos un 5%, la tolerancia tiene en cuenta posibles armónicos del sistema.

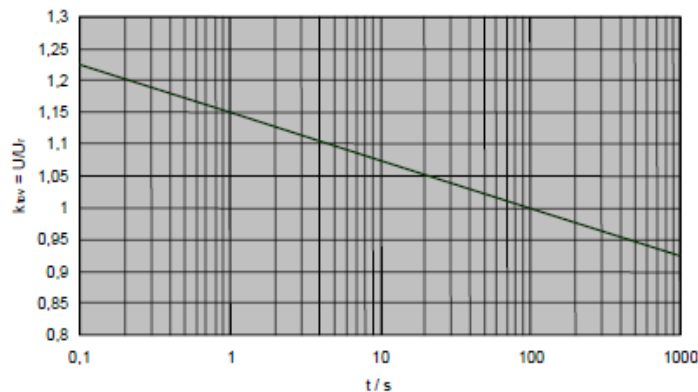
$$COV = 1,05 \cdot \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 88 \text{ kV}$$

Tensión nominal del descargador.

Con la preselección de la tensión permanente de operación mínimamente requerida y un factor que usualmente tiene un valor de 1,25 se calcula la tensión nominal del descargador, esta será una posible, aunque no definitiva, tensión nominal de un descargador.

$$U_{nd1} = 1,25 \cdot COV = 110 \text{ kV}$$

Sin embargo, la tensión nominal puede alcanzarse haciendo enfoque completamente diferente, esto es, examinando la sobretensiones temporaria que pueden aparecer en el sistema. En el caso con neutro rígido a tierra, la sobretensiones temporarias pueden alcanzar valores de hasta 1,4 veces la máxima tensión fase-tierra por un lapso que varía desde unas pocas décimas de segundos hasta varios segundos. Una tensión de frecuencia industrial por arriba de la tensión permanente de operación solo puede aplicarse sobre un descargador durante un periodo limitado de tiempo: cuanto mayor sea la tensión, menor será el tiempo admisible de aplicación.



$$U_{nd2} = 1,4 \cdot \frac{U_{max}}{K_{TOV10s}} = 1,4 \cdot \frac{145 \text{ kV}}{1,075} = 109 \text{ kV}$$

Se toma como tensión nominal del descargador el mayor valor de estos dos valores redondeado al número entero inmediato superior divisible por tres.

De acuerdo a estas consideraciones la tensión nominal del descargador debería ser:

$$U_{nd} = 111 \text{ kV}$$

La tensión de operación continua es:

$$COV = \frac{U_{nd}}{1,25} = 88,8 \text{ kV}$$

Luego de determinar la tensión de operación permanente y la tensión nominal de este modo, el descargador queda entonces generalmente diseñado no solo para una operación permanente normal estable, sino también para todas las condiciones de sobretensiones temporarias del sistema. No obstante se recomienda seleccionar un valor algo superior al valor mínimo que se ha descrito, siempre y cuando el nivel de protección del descargador no resulte, como consecuencia, injustificablemente elevado.

Normalmente un descargador con una tensión nominal de 120 kV se utiliza en este sistema. Esto lleva a una disposición más estable y, no obstante, al mismo tiempo brinda un nivel de protección suficiente.

La tensión nominal del descargador sería:

$$U_{nd} = 120 \text{ kV}$$

La tensión de operación continua es:

$$COV = \frac{U_{nd}}{1,25} = 96 \text{ kV}$$

Corriente de descarga.

Una primera estimación de la corriente de descarga, sin considerar la tensión residual del descargador, nos dará el máximo valor de la misma:

$$I_d = \frac{2 \cdot BIL}{Z_c} = 2,9 \text{ kA}$$

La corriente nominal de descarga sirve para clasificar un descargador de OM. La IEC 60099-4 especifica cinco valores diferentes, los que pertenecen a las diferentes gamas de tensiones nominales.

1,5 kA	2,5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
En estudio	Un < 36kV	Un < 132kV	3kV < Un < 360kV	360kV < Un < 756kV

Estos valores, sin embargo, nada revelan directamente acerca de las características operativas. Así por ejemplo un descargador de 10 kA puede resistir impulsos atmosféricos de corrientes de amplitudes mayores sin sufrir daños. La función real de estas clasificaciones es especificar las diferentes exigencias adicionales y examinar los requisitos, dependiendo de su clase.

La corriente de descarga del descargador debe ser:

$$I_d = 10 \text{ kA}$$

Clase de descarga.

Hay cinco clases de descargadores según su uso y su capacidad de absorber energía. Los de distribución son de clase 1 y las clases 2 a 5 son de estaciones transformadoras y LAT. A mayor clase, mayor capacidad de evacuar energía.

Clase 1: de 2,85 a 3,9 kJ/kV

Clase 2: 4,3 kJ/kV

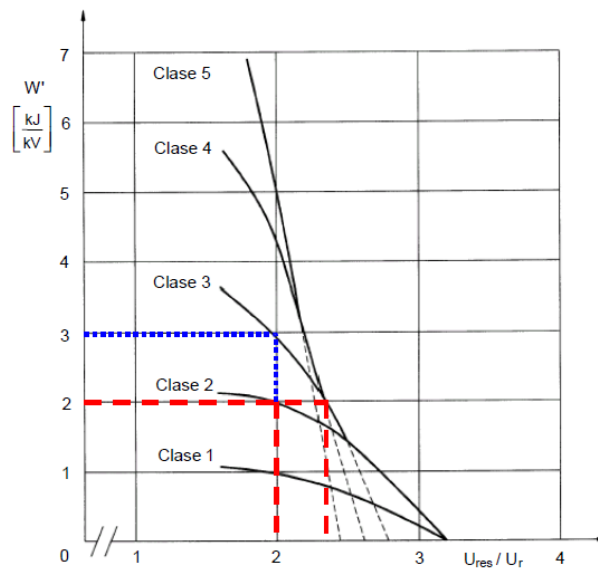
Clase 3: 7,5 kJ/kV

Clase 4: 9,5 kJ/kV

Clase 5: de 13 a 15 kJ/kV

Tensión Nominal Del Sistema (U_n)	Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66$ kV	X	X			
$66 < U_n \leq 220$ kV		X	X		
$220 < U_n \leq 380$ kV			X	X	
$U_n > 380$ kV				X	X

Esta energía no es un valor fijo, sino que en cambio depende del nivel de protección del descargador, o más precisamente, de la tensión residual con impulso de maniobra. Cuanto mayor sea la tensión residual, menor energía absorberá el descargador durante la descarga de la línea, dado que la línea se descargara con menor intensidad con una tensión residual mayor.



Energía específica en kJ/kV de la tensión nominal dependiente de la relación entre la tensión residual con impulso de maniobra U_{res} y el valor eficaz de la tensión nominal U_r del descargador (véase la IEC 60099-4)

Línea de fuga.

El nivel de contaminación de la zona es leve, por lo tanto se elige una línea de fuga nominal específica mínima entre fase y tierra para el revestimiento del descargador de: 20 mm/kV.

$$L_f = 20 \cdot \frac{\text{mm}}{\text{kV}} * \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 1674,3 \text{ mm}$$

Verificación del descargador, de acuerdo a las características de la instalación a proteger.

Datos del Descargador.

Marca: ASEA

Modelo: XAF – 120

Tensión máxima sistema:

$$U_{max} = 145 \text{ kV}$$

Tensión nominal del descargador:

$$U_{nd} = 120 \text{ kV}$$

Tensión de operación continua:

$$COV = 96 \text{ kV}$$

Tensión residual a 10 kA con una forma de onda de 8/20 μ s:

$$U_{res} = 288 \text{ kV}$$

Corriente de descarga:

$$I_d = 10 \text{ kA}$$

Clase del descargador:

Clase 3: 7,5 kJ/kV

Distancia eléctrica de protección del descargador.

La distancia entre el descargador y el aparato a proteger no es demasiado grande, los descargadores tienen una zona de protección de solamente unos pocos metros en un sistema de distribución y de hasta 60 m en sistemas de AT y EAT

Con un margen de protección del 20 % la tensión máxima permisible en la instalación durante la descarga es:

$$BIL_{instalacion} = 650 \text{ kV}$$

$$U_{max-des} = (100\% - 20\%)BIL_{instalacion} = 520 \text{ kV}$$

Con un margen de protección del 20 % la tensión máxima permisible en el transformador durante la descarga es:

$$BIL_{trafo} = 650 \text{ kV}$$

$$U_{max-des} = (100\% - 20\%)BIL_{trafo} = 520 \text{ kV}$$

La distancia eléctrica máxima de cobertura del descargador al objeto a proteger es:

$$L = \frac{v \cdot (U_{max-des} - U_{res})}{2 \cdot S}$$

Donde:

v: velocidad de la luz.

 $U_{max-des}$: tensión máxima permisible en el equipamiento de la instalación. U_{res} : tensión residual.

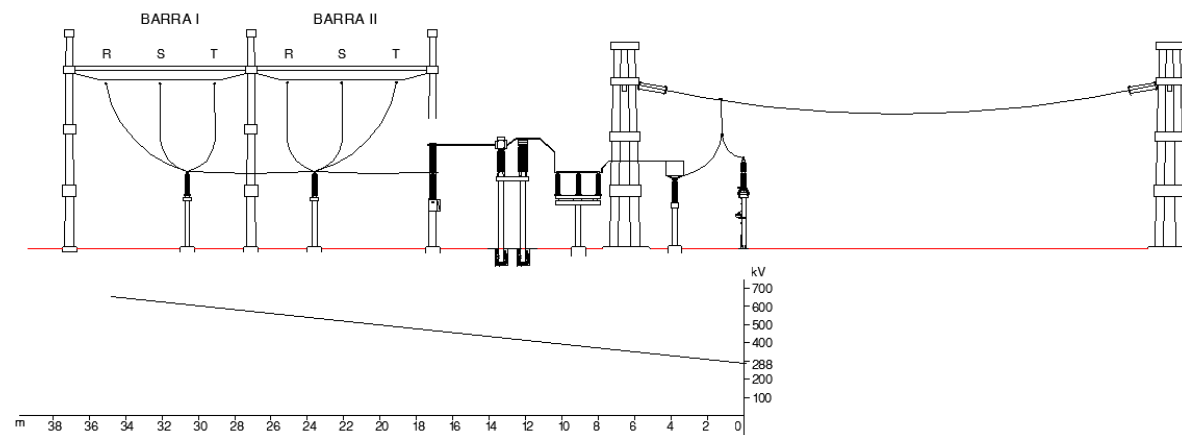
S: valor de la pendiente del frente de onda.

$$L = \frac{300 \text{ m}/\mu\text{s} \cdot (520 \text{ kV} - 288 \text{ kV})}{2.1000 \text{ kV}/\mu\text{s}}$$

$$L = 34,8 \text{ m}$$

El perfil de tensión a lo largo de los campos es función de la distancia "L" entre el pto. en análisis y el descargador, y se calcula con la siguiente ecuación. Los resultados están graficados a continuación.

$$U_{des} = U_{res} + \frac{2 \cdot S \cdot L}{v}$$



También se debe verificar la siguiente condición:

$$BIL \geq 1,25 \cdot U_{res}$$

$$550 \text{ kV} \geq 1,25 \cdot 288 \text{ kV}$$

$$550 \text{ kV} \geq 360 \text{ kV}$$

Verifica la condición.

Margen de protección.

El margen de protección del descargador, si se supone ubicado en cercanías del equipo a proteger, resulta:

$$MP = \frac{BIL - U_{res}}{U_{res}} \cdot 100\%$$

$$MP = 90,97 \%$$



Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ASEA	
Norma		IEC 60099-4 e IEC 60099-5
Modelo	XAF -120	
Tipo	Descargador de óxido de zinc	
Frecuencia	50 Hz	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	
BIL	722 kV	550 kV
SIL	293 kV	275 kV
Corriente nominal	10 kA	10 kA
Clase de descarga	3	3
Tensión Nominal (U_{nd})	120 kV	120 kV
Tensión de operación permanente (COV)	96 kV	96 kV
Tensión residual con 10 KA (U_{res})	288 kV	
Línea de fuga	3835 mm	1674,3 mm
Altura	1460 mm	
Carga dinámica máxima	3000 N	
Masa	71 kg	



1.2. EQUIPOS DE MT 33 kV.

VER PLANO N°7: UNIFILAR 33 KV ET GUALEGUAY.

1.2.1. Generalidades

Las celdas son ABB UniGear del tipo ZS1, éstas son celdas compartimentadas blindadas aisladas en aire. Las celdas de las unidades están segregadas metálicamente entre si y las partes con tensión aisladas en aire. El cuadro es modular y se compone sumando en modo coordinado unidades normalizadas. Todas las operaciones de puesta en función se pueden desde la parte frontal.

En las celdas compartimentadas, además de la separación entre celdas, la división de cada una de ellas en compartimentos independiza los diversos equipos. Esto permite realizar trabajos de mantenimiento en un determinado componente, teniendo los elementos vecinos con tensión, separados por placas metálicas a tierra. Se reduce la cantidad de campos que deben sacarse de servicio, a solo aquel en el que se realiza el trabajo. Cada unidad está constituida por tres compartimientos de potencia: aparatos, barras y línea. Cada celda posee un compartimiento auxiliar, en el cual se alojan todos los instrumentos y el cableado suministrado. El compartimiento a prueba de arco interno posee un conducto para la evacuación de gases producidos por un arco eléctrico. Los compartimientos están segregados entre si metálicamente.

Compartimiento de interruptor: Esta ubicado en la parte frontal. Contiene el interruptor extraíble. En su piso se ubican guías para el desplazamiento del carro porta-interruptor.

Compartimiento de cable: Ubicado en la parte inferior del tablero, contiene los transformadores de corriente, el seccionador de puesta a tierra y el terminal del cable subterráneo de salida.

Compartimiento de barras: Contiene la barra de media tensión y normalmente no tiene separaciones entre celdas y celdas, constituyendo un conducto continuo a lo largo del conjunto.

Compartimiento de baja tensión: Esta ubicado en el frente, sobre el compartimiento de interruptor. En él se colocan los instrumentos de medición y relés de protección. También contiene los elementos (borneras, fusibles, laves), de los circuitos de comando, calefacción, etc. propios de la celda.

Compartimiento de alivio de los gases: El conducto de alivio de los gases está ubicado por encima del tablero y lo recorre en toda su longitud. Cada compartimiento de potencia posee un deflector ubicado en la parte superior, la presión generada por el fallo provoca su apertura, permitiendo el pasaje de los gases en el conducto. Los gases calientes y las partículas incandescentes generadas por el arco interno son evacuadas fuera del ambiente de las celdas.

Equipos y componentes de las celdas.

Interruptores extraíbles

La técnica de los interruptores extraíbles, generalizada en los tableros modernos, coloca los interruptores en carros que se desplazan sobre ruedas. Unos contactos enchufables permiten la conexión del interruptor en el circuito de potencia. El sistema extraíble permite:

- Reemplazar el interruptor por otro similar de reserva** cuando es necesario hacer algún trabajo de mantenimiento, o reparación sobre el mismo.
- En la operación de extracción, el **carro porta-interruptor**, al producir un corte visible y seguro del circuito de media tensión, **cumple una función similar a la de un seccionador**, por lo cual se puede eliminar seccionadores. La celda es de simple barra por lo que no lleva seccionadores ni de barra ni de salida solo tiene seccionador de puesta a tierra en la salida de cable.

Los interruptores son ABB del tipo VD4. Las botellas de los interruptores de media tensión VD4, emplean el vacío para la extinción del arco eléctrico y como medio aislante. Gracias a las insuperables propiedades del vacío y de la técnica de interrupción usada, la interrupción de la corriente se verifica sin cortes del arco y sin generación de sobretensiones. El restablecimiento de las propiedades dieléctricas después de la interrupción es muy rápido. La botella de vacío aloja los contactos y constituye la cámara de interrupción. Los interruptores ABB adoptan las técnicas de interrupción en vacío más avanzadas: de flujo magnético radial para interruptores con prestaciones medio-bajas y de flujo magnético axial para aquellos con elevado poder de corte. Ambas técnicas garantizan la distribución homogénea del arco sobre toda la superficie de los contactos, permitiendo obtener las mejores prestaciones a todos los valores de corriente. La estructura de las botellas en vacío es relativamente simple. La parte externa está constituida por un aislador cerámico cerrado en las extremidades por un revestimiento de acero inoxidable. Los contactos son de cobre puro y cromo sinterizado y están soldados en los terminales de cobre. Una membrana metálica permite el movimiento del grupo móvil contactos-terminales, garantizando al mismo tiempo el mantenimiento del vacío en la botella. Los componentes La botella no contiene por lo tanto material ionizable. En la botella está integrado un blindaje metálico que captura los vapores metálicos emitidos durante la interrupción y que contra el campo eléctrico. Todo esto, además de limitar el estrés térmico de los contactos, hace insignificante la erosión de los contactos y, sobre todo, permite controlar el proceso de interrupción también con corrientes de cortocircuito muy elevadas. El arco eléctrico permanece sostenido por la energía externa hasta el pasaje de la corriente por el cero natural. Las botellas en vacío ABB son botellas con corriente cero y están libres de recibidos. La supervisión del nivel de vacío no es necesaria ya que los polos del interruptor son sistemas a presión sellados por toda la vida útil y no necesitan mantenimiento. El interruptor VD4 posee un mando mecánico con acumulación de energía. El disparo es libre y permite por lo tanto maniobras de apertura y cierre independientemente de la intervención del operador. El sistema de resortes de mando puede ser cargado tanto manualmente como también mediante un motorreductor. La apertura y el cierre del aparato se pueden efectuar mediante botones ubicados en el frontal del mando o bien mediante los relés eléctricos (cierre, apertura y mínima tensión). Los interruptores poseen siempre dispositivo anti-cierre, para eliminar la posibilidad de mandos de apertura y cierre simultáneos, mandos de cierre con los resortes sin carga o con los contactos principales no aún en posición de tope.

Barras

Las barras y las conexiones a los diversos equipos, están constituidas por planchuelas de cobre. Para grandes intensidades nominales, se emplean planchuelas dobles o triples. Las barras son desnudas o pueden ir aisladas. La aislación más usual es la resina epoxi, depositadas sobre las barras por un procedimiento denominado "lecho fluido". También se emplea un recubrimiento con tubos de material termocontraíble. En ambos casos el aislante no cumple una función de aislación total. Las barras aisladas de esta manera, deben respetar distancias eléctricas como si estuvieran desnudas. Se identificaran las fases mediante colores normalizados.

Disposición de las barras: Para una mejor refrigeración, se colocan las barras verticalmente, de canto, con lo que se facilita la circulación de aire. Desde el punto de vista de la resistencia mecánica a los esfuerzos del cortocircuito, es mejor que las planchuelas ofrezcan el mayor momento de inercia.



Calculo de barras y derivaciones: Los cálculos básicos abarcan la determinación de la sección por calentamiento y la verificación de la resistencia mecánica, tanto de las barras y derivaciones como de los aisladores porta-barras, frente a los esfuerzos por cortocircuito.

Los aisladores porta-barras se construyen de resina epoxi (antiguamente de porcelana) y se trata de disponer uno por fase y por tablero, a efectos de lograr facilidades constructivas, de transporte y montaje.

Transformador de corriente.

Los transformadores de corriente son del tipo aislado en resina y se utilizan para alimentación de mediciones y protecciones. Los mismos pueden ser con núcleo devanado o barra pasante, de uno o más núcleos, con prestaciones y clases de precisión idóneas para las exigencias de los equipos. Las dimensiones son conforme al estándar DIN 42600 Narrow Type. Los transformadores de corriente están montados antes del compartimiento aparatos para la medición de las corrientes.

Transformador de tensión.

Los transformadores de tensión son aislados en resina y se utilizan para la alimentación de instrumentos de medida y protecciones. Su montaje es fijo y son equipados con fusibles de protección de media tensión. Las dimensiones respetan el estándar DIN 42600 Narrow Type. Los transformadores de tensión pueden ser de uno o dos polos. Sus prestaciones y clases de precisión cumplen con los requerimientos funcionales de los instrumentos a ellos conectados.

Seccionador de tierra.

Cada unidad de salida está equipada con un seccionador de tierra para la puesta a tierra de los cables. El mismo dispositivo puede utilizarse también para la puesta a tierra del sistema de barras. El seccionador de tierra posee poder de cierre en cortocircuito.

Enclavamiento

Para evitar maniobras erróneas que pueden comprometer la seguridad personal o de los equipos, los tableros se dotan de enclavamientos. Para el caso de los tableros con interruptores extraíbles, los enclavamientos principales son los siguientes:

- Extracción e inserción del interruptor: Ninguna de las dos maniobras puede hacerse con el interruptor cerrado (equivaldría a operar un seccionador con carga).
- Seccionador de puesta a tierra: Solo operable con interruptor extraído.
- Puerta compartimento interruptor: Se opera sólo con interruptor abierto. En algunos tableros modernos, la extracción del interruptor puede hacerse a puerta cerrada, con lo que la puerta solo sería necesario abrir luego de seccionado el circuito.
- Puerta de compartimento de cables: Se puede operar solo con seccionador de puesta a tierra cerrado.

Los enclavamientos citados pueden ejecutarse con dispositivos mecánicos (levas, re-envíos, etc.), que mientras sea sencilla su construcción, se deben preferir a los eléctricos. Se emplean enclavamientos eléctricos (en base a electroimanes que destraban los dispositivos), cuando por razones de distancia (interacción entre elementos ubicados en distintas celdas), no puede aplicarse los enclavamientos mecánicos.

Las celdas y los principales equipos contenidos en la misma han sido realizados en conformidad con las siguientes normas:

- :: IEC 60694 para aplicación en general.
- :: IEC 62271-200 para el cuadro.
- :: IEC 62271-102 para el seccionador de tierra.
- :: IEC 60071-2 para la coordinación del aislamiento.
- :: IEC 62271-100 para los interruptores.
- :: IEC 60044-1 para transformadores de corriente.
- :: IEC 6004-2 para transformadores de tensión.



Características eléctricas de las celdas:

- Marca: ABB.
- Modelo: UniGear ZS1.
- Tensión nominal: 36 kV.
- Frecuencia: 50 Hz.
- BIL: 145 kV.
- SIL: 70 kV.
- Intensidad nominal de barras entre celdas: 1250 A.
- Intensidad nominal de celdas: 630 A.
- Corriente de cortocircuito (valor eficaz): 20 kA.
- Corriente de cortocircuito (valor de cresta): 50 kA.

1.2.2. Celdas de Salidas.

Celdas N°1: Alimentador Larroque.

Celda N°2: Alimentador General Galarza.

Celda N°3: Salida de Reserva.

Celda N° 9: Alimentador Arroyo El Animal

Los parámetros para la selección de las celdas son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 33 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 36,3 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 145 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra

$$SIL = 70 \text{ kV}$$

Interruptor Automático.

:: Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la máxima potencia transmitida por el alimentador a un punto de consumo lejano.

$$S_n = 10 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 175 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 293 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 5,13 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condicione más desfavorable.
 $\mu = 1$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 5,13 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 11,61 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 5,38 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	VD4 36	
Tipo	Interior - Extraíble	
Clase de recierre	Uni-Tripolar	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	630 A	175 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	6000	
BIL	170 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA

Corriente de apertura (I_a)	20 kA	5,13 kA
Corriente de cierre (I_s)	50 kA	11,61 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,61 kA
Potencia de ruptura	1200 MVA	293 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms	
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA	
Accionamiento	Resorte	
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor	
Medio aislante	Vacío	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el interruptor actualmente instalado en las celdas de salidas soportará correctamente un posterior aumento de potencia demandada por los alimentadores de 33 kV.

Transformadores de intensidad.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI.

$$I_n = 100 - 200 \text{ A}$$

$$R_T = 100 - 200 / 5 - 5 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (5\text{A})^2 \cdot R = 2,92 \text{ VA}$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Medidor de energía activa (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva (VARh) = 3 VA
- Cofímetro ($\cos \phi$) = 3 VA
- Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de medición = 14,92 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente por tierra ($I_{0>}$) = 3 VA
- Relé de máxima corriente ($I_{>}$) = 3 VA
- Relé reconectador uni-tripolar (RUT) = 2 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de protección = 10,92 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{200 A}{5 A} = 40$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 5,38 kA$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 134,5 A$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{5 A} = 26,9$$

El factor de sobreintensidad debe ser 30.

Clase 5P30

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 5P30

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 60044-1	IEC 60044-1
Modelo	TPU 200	
Tipo	Monofásico Interior	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	100-200 A	175 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	145 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,61 kA
Relación de transformación	100-200/5-5 A	100-200/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA Cl 0,5 $F_S < 5$	15 VA Cl 0,5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	15 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina	

Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	
-----------------------------	-----------------	--

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el transformador de corriente actualmente instalado en las celdas de salidas soportará correctamente un posterior aumento de potencia demandada por los alimentadores de 33 kV.

Seccionador de Tierra.

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

:: Potencia nominal.

$$S_n = 10 \text{ MVA}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 293 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 5,13 \text{ kA}$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 11,6 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

$$m = 0.1 \quad \text{Influencia de la componente continua de corriente.}$$

$$n = 1 \quad \text{Influencia de la componente alterna de corriente.}$$

$$t = 1 \text{ s} \quad \text{Tiempo de referencia.}$$

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 5,38 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	ST1-UG	
Tipo	Interior	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	400 A	
Frecuencia	50 Hz	50 Hz



BIL	145 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,6 kA

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el seccionador de tierra actualmente instalado en las celdas de salidas soportará correctamente un posterior aumento de potencia instalada en la ET, debido al reemplazo de los transformadores de potencia.

1.2.3. Celdas de Acometida a barras de 33 kV.

Celda N°4: Acometida de Barra 33 kV desde transformador N°1.

Celda N°8: Acometida de Barra 33 kV desde transformador N°2.

Los parámetros para la selección de las celdas son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 33 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 36,3 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 145 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 70 \text{ kV}$$

Interrupor Automático.

:: Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la máxima potencia que puede ser suministrada por el transformador en 33 kV.

$$S_n = 20 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 350 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 293 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 5,13 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condicione más desfavorable.
 $\mu = 1$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 5,13 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 11,61 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 5,38 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	VD4 36	
Tipo	Interior - Extraíble	
Clase de recierre	Tripolar	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	630 A	350 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	6000	
BIL	170 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA
Corriente de apertura (I_a)	20 kA	5,13 kA

Corriente de cierre (I_s)	50 kA	11,61 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,61 kA
Potencia de ruptura	1200 MVA	293 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms	
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA	
Accionamiento	Resorte	
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor	
Medio aislante	Vacío	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el interruptor actualmente instalado en las celdas de acometida de barra soportará correctamente un posterior aumento de potencia instalada en barras de 33 kV.

Transformadores de intensidad.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI.

$$I_n = 200 - 350 \text{ A}$$

$$R_T = 200 - 350 / 5 - 5 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (5\text{A})^2 \cdot R = 2,92 \text{ VA}$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Watímetro (P) = 3 VA
- Vatímetro (Q) = 3 VA
- Medidor de energía activa (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva (VARh) = 3 VA
- Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de medición = 17,92 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 30 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente por tierra ($I_{0>}$) = 3 VA
- Relé de máxima corriente ($I_{>}$) = 3 VA
- Relé diferencial longitudinal del transformador (ΔI) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de protección = 11,92 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{350 A}{5 A} = 70$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 5,38 kA$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 77 A$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{5 A} = 15,3$$

El factor de sobreintensidad debe ser 20.

Clase 5P20

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 5P20

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	TPU 300	
Tipo	Monofásico Interior	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	150-300 A	262,4 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	145 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,61 kA
Relación de transformación	150-300/5-5 A	150-300/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA Cl 0,5 $F_s < 5$	30 VA Cl 0,5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	15 VA 5P20

Tipo de aislación	Resina	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el transformador de corriente actualmente instalado en las celdas de acometida de barra soportará correctamente un posterior aumento de potencia instalada en barras de 33 kV.

Seccionador.

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

:: Potencia nominal.

$$S_n = 20 MVA$$

:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 350 A$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 293 MVA$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 5,13 kA$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 11,6 kA$$

:: Corriente térmica.

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 5,38 kA$$



Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	FAMMIE-FAMMI	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	ST1-UG	
Tipo	Exterior, tripolar	Exterior, tripolar
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	800 A	350 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	145 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,6 kA

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el seccionador actualmente instalado en la acometida de barra soportará correctamente un posterior aumento de potencia instalada en barras de 33 kV.

1.2.4. Celdas de medición de tensión en barras de 33 kV.

Celda N°5: Transformador de tensión.

Celda N°7: Transformador de tensión.

Los parámetros para la selección de las celdas son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 33 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 36,3 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 145 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 70 \text{ kV}$$

Transformador de tensión.

Los parámetros para la selección de los transformadores de tensión son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 33 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 36,3 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 145 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 70 \text{ kV}$$

:: Tensión y relación de transformación nominal de los TTI.



$$V_n = 33/\sqrt{3} \text{ kV}$$

$$R_T = \frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

:: Núcleos.

Núcleo de medición y protección.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- 2 Watímetro (P) = 6 VA
- 2 Vatímetro (Q) = 6 VA
- 6 Medidor de energía activa (Wh) = 18 VA
- 6 Medidor de energía reactiva (VARh) = 18 VA
- 4 Cofímetro ($\cos \phi$) = 12 VA
- 2 Voltímetro (V) = 6 VA

Prestación total del núcleo = 66 VA.

La corriente que circula por el secundario del transformador de tensión es:

$$I_s = \frac{66 \text{ VA}}{\frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}}} = 1,04 \text{ A}$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (1,04 \text{ A})^2 \cdot R = 0,126 \text{ VA}$$

Caída de tensión en los cables.

$$\Delta V = I_s \cdot R = 1,04 \text{ A} \cdot 0,117 \Omega = 0,121 \text{ V} < 0,5 \text{ V}$$

El núcleo de medición y protección debe ser un núcleo de 100 VA de clase 0,5.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 60044-2	IEC 60044-2
Modelo	UMZ 350	
Tipo	Monofásico Exterior	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	145 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Relación de transformación	$\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} kV$	$\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} kV$
Núcleo: Medición y Protección	100 VA CI 0,5 Fs<5	100 VA CI 0,5
Tipo de aislación	Resina	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	

1.2.5. Celda Acoplamiento de barras en 33 kV.

Celda N°6: Acoplamiento longitudinal de barra.

Los parámetros para la selección de las celdas son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 33 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 36,3 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 145 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 70 \text{ kV}$$

Interruptor Automático.

:: Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la máxima potencia que puede ser transferida de una barra a otra en 33 kV.

$$S_n = 20 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 350 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 293 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 5,13 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condicione más desfavorable.

$$\mu = 1$$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 5,13 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 11,61 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$$m = 0.1 \quad \text{Influencia de la componente continua de corriente.}$$

$$n = 1 \quad \text{Influencia de la componente alterna de corriente.}$$

$$t = 1s \quad \text{Tiempo de referencia.}$$

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 5,38 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	VD4 36	
Tipo	Interior - Extraíble	
Clase de recierre	Tripolar	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	630 A	350 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	6000	
BIL	170 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA
Corriente de apertura (I_a)	20 kA	5,13 kA
Corriente de cierre (I_s)	50 kA	11,61 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,61 kA
Potencia de ruptura	1200 MVA	293 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms	
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA	
Accionamiento	Resorte	
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor	
Medio aislante	Vacío	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el interruptor actualmente instalado en la celda de acoplamiento de barras soportará correctamente un posterior aumento de potencia instalada en barras de 33 kV.

Transformadores de intensidad.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI.

$$I_n = 200 - 350 \text{ A}$$

$$R_T = 200 - 350 / 5 - 5 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$



$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (5A)^2 \cdot R = 2,92 \text{ VA}$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- 2 Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de medición = 6 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 10 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente ($I >$) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de protección = 6 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{350 \text{ A}}{5 \text{ A}} = 70$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 5,38 \text{ kA}$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 77 \text{ A}$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{5 \text{ A}} = 15,3$$

El factor de sobreintensidad debe ser 20.

Clase 5P20

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 10 VA con una clase de 5P20



Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	TPU 350	
Tipo	Monofásico Interior	
Tensión Nominal	33 kV	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV	36,3 kV
Corriente nominal	150-300 A	262,4 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	145 kV	145 kV
SIL	70 kV	70 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	20 kA	5,13 kA
Corriente térmica (I_{th})	20 kA	5,38 kA
Corriente dinámica (I_{din})	50 kA	11,61 kA
Relación de transformación	150-300/5-5 A	150-300/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 $F_s < 5$	10 VA CI 0,5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	10 VA 5P20
Tipo de aislación	Resina	
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	

Como puede observarse en el cuadro comparativo, el transformador de corriente actualmente instalado en la celda de acoplamiento de barras soportará correctamente un posterior aumento de potencia instalada en barras de 33 kV.

1.2.6. Descargadores de sobretensión en 33 kV.

Estos descargadores se instalan a la salida del transformador de potencia como protección contra sobretensiones de los cables de acometida a barras de 33 kV.

La diferencia fundamental entre las características eléctricas de las líneas aéreas y de los cables es la impedancia de sus conductores respecto a tierra. Los valores para las líneas aéreas de distribución son de aproximadamente 300 a 450 y para los cables, del orden de 20 a 60. En primer lugar, esta diferencia provoca una marcada reducción de las sobretensiones debidas a rayos tan pronto como la onda de propagación llega al principio del cable. Una onda de tensión reducida se propaga por el cable y se refleja en el extremo final, de manera que la tensión pasa a ser prácticamente el doble de la de la onda incidente. Seguidamente, la onda regresa hacia el principio del cable, reflejándose de nuevo, etc. De esta forma, la sobretensión en el cable crece de forma gradual, si bien la pendiente de esta sobretensión en el cable es menor, y el valor de cresta máximo se acerca al de la sobretensión del rayo en líneas aéreas. El contorneo a tierra en barras o en conductores de línea provoca, como mucho, una interrupción de servicio de corta duración. Sin embargo, suelen ser muy poco frecuentes las averías por este motivo. En cables, las cosas son muy distintas: los contorneos en el aislamiento de los cables pueden provocar daños que requieran importantes reparaciones. Los contorneos en terminales de cable pueden dañarlos y ocasionar los mismos daños que los contorneos en el aislamiento del cable. Por tanto, los cables deben ser tratados como un equipo más de la subestación y protegidos contra las sobretensiones por descargas atmosféricas con pararrayos. Los pararrayos deben situarse directamente junto a los terminales de los cables y las líneas de unión han de ser lo más cortas posibles. Es necesario señalar que la conexión a tierra del pararrayos se ha de unir a la pantalla del cable.

Longitud máxima permitida L de los tramos de cable con protección por pararrayos en un extremo. El cable está conectado a una línea con riesgo de rayos. Considerando el caso más desfavorable de polaridades distintas entre la sobretensión por rayo y el valor instantáneo de la tensión del sistema.

Pararrayos con $U_p = 3.8$ p.u. para MO $U_p = 4$ p.u. para SiC $I_n = 10$ kA									
Tipo de línea		Poste madera		Crucetas a tierra		Poste madera		Crucetas a tierra	
Tipo de pararrayos		OM	SiC	OM	SiC	OM	SiC	OM	SiC
U_m [kV]	Z_k [Ω]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]
3.6	30	∞	∞	∞	∞	7	6	17	17
	60	∞	∞	∞	∞	3	3	10	10
7.2	30	64	30	64	28	9	9	22	14
	60	45	20	50	19	4	4	13	11
12	30	40	15	40	14	9	7	19	9
	60	30	11	32	10	4	3	14	7
17.5	30	25	6	26	5	6	4	15	4
	60	21	4	22	4	3	2	13	3
24	30	28	6	28	5	10	5	17	4
	60	23	5	24	4	5	3	15	3
36	30	22	1	22	1	8	1	15	1
	60	20	1	20	1	4	1	14	1

Longitud de la conexión del pararrayos al cable, 1m

Z: impedancia del cable

OM: pararrayos de óxido metálico

SiC: pararrayos con explosores.

Datos de la instalación.

:: Tensión nominal.

$$U_n = 33 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima.

$$U_{max} = 36,3 \text{ kV}$$

:: Nivel básico de aislación para sobretensiones de impulso.

$$BIL = 145 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación para sobretensiones de maniobra.

$$SIL = 70 \text{ kV}$$

:: Impedancia característica de la línea con cables.

$$Z_c = 30 \Omega$$

:: Nivel mínimo de protección requerido.

$$N_p = 20\%$$

:: Coeficiente de falla a tierra.

$$K_E = 1,4$$

:: Máxima duración de la sobretensión temporaria.

$$t = 10 \text{ s}$$

:: Máxima corriente de cortocircuito.

$$I_{cc} = 10 \text{ kA}$$

Cálculo de las características del descargador.**Tensión de operación continua.**

La tensión de operación permanente mínimamente requerida debe ser tan elevada como la tensión fase tierra del sistema, con un adicional de por lo menos un 5%, la tolerancia tiene en cuenta posibles armónicos del sistema.

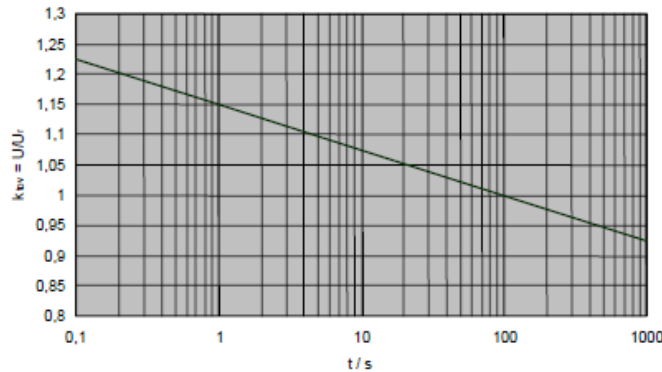
$$COV = 1,05 \cdot \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 22 \text{ kV}$$

Tensión nominal del descargador.

Con la preselección de la tensión permanente de operación mínimamente requerida y un factor que usualmente tiene un valor de 1,25 se calcula la tensión nominal del descargador, esta será una posible, aunque no definitiva, tensión nominal de un descargador.

$$U_{nd1} = 1,25 \cdot COV = 27,5 \text{ kV}$$

Sin embargo, la tensión nominal puede alcanzarse haciendo enfoque completamente diferente, esto es, examinando la sobretensiones temporaria que pueden aparecer en el sistema. En el caso con neutro rígido a tierra, la sobretensiones temporarias pueden alcanzar valores de hasta 1,4 veces la máxima tensión fase-tierra por un lapso que varía desde unas pocas décimas de segundos hasta varios segundos. Una tensión de frecuencia industrial por arriba de la tensión permanente de operación solo puede aplicarse sobre un descargador durante un periodo limitado de tiempo: cuanto mayor sea la tensión, menor será el tiempo admisible de aplicación.



$$U_{nd2} = 1,4 \cdot \frac{U_{max}}{\sqrt{3} \cdot K_{TOV10s}} = 1,4 \cdot \frac{36,3 \text{ kV}}{1,075} = 27,3 \text{ kV}$$

Se toma como tensión nominal del descargador el mayor valor de estos dos valores redondeado al número entero inmediato superior divisible por tres.

De acuerdo a estas consideraciones la tensión nominal del descargador debería ser:

$$U_{nd} = 30 \text{ kV}$$

La tensión de operación continua es:

$$COV = \frac{U_{nd}}{1,25} = 24 \text{ kV}$$

Luego de determinar la tensión de operación permanente y la tensión nominal de este modo, el descargador queda entonces generalmente diseñado no solo para una operación permanente normal estable, sino también para todas las condiciones de sobretensiones temporarias del sistema. No obstante se recomienda seleccionar un valor algo superior al valor mínimo que se ha descrito, siempre y cuando el nivel de protección del descargador no resulte, como consecuencia, injustificablemente elevado.

La tensión nominal del descargador sería:

$$U_{nd} = 30 \text{ kV}$$

La tensión de operación continua es:

$$COV = \frac{U_{nd}}{1,25} = 24 \text{ kV}$$

Corriente de descarga.

Una primera estimación de la corriente de descarga, sin considerar la tensión residual del descargador, nos dará el máximo valor de la misma:

$$I_d = \frac{2 \cdot BIL}{Z_c} = 9,7 \text{ kA}$$

La corriente nominal de descarga sirve para clasificar un descargador de OM. La IEC 60099-4 especifica cinco valores diferentes, los que pertenecen a las diferentes gamas de tensiones nominales.

1,5 kA	2,5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
En estudio	Un < 36kV	Un < 132kV	3kV < Un < 360kV	360kV < Un < 756kV

Estos valores, sin embargo, nada revelan directamente acerca de las características operativas. Así por ejemplo un descargador de 10 kA puede resistir impulsos atmosféricos de corrientes de amplitudes mayores sin sufrir daños. La función real de estas clasificaciones es especificar las diferentes exigencias adicionales y examinar los requisitos, dependiendo de su clase.

La corriente de descarga del descargador debe ser:

$$I_d = 10 \text{ kA}$$

Clase de descarga.

Hay cinco clases de descargadores según su uso y su capacidad de absorber energía. Los de distribución son de clase 1 y las clases 2 a 5 son de estaciones transformadoras y LAT. A mayor clase, mayor capacidad de evacuar energía.

Clase 1: de 2,85 a 3,9 kJ/kV

Clase 2: 4,3 kJ/kV

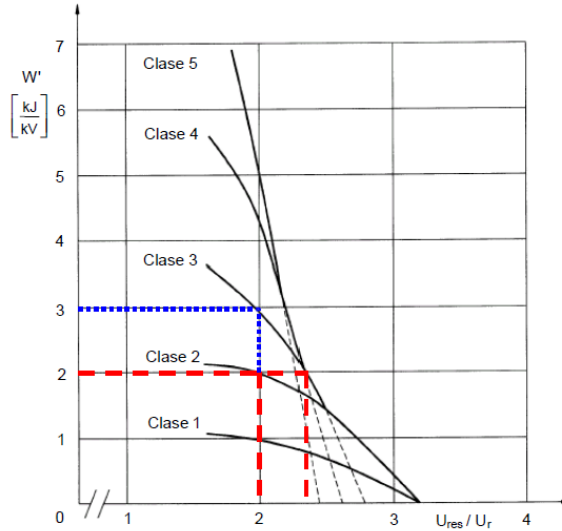
Clase 3: 7,5 kJ/kV

Clase 4: 9,5 kJ/kV

Clase 5: de 13 a 15 kJ/kV

Tensión Nominal Del Sistema (Un)	Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
Un ≤ 66 kV	X	X			
66 < Un ≤ 220 kV		X	X		
220 < Un ≤ 380 kV			X	X	
Un > 380 kV				X	X

Esta energía no es un valor fijo, sino que en cambio depende del nivel de protección del descargador, o más precisamente, de la tensión residual con impulso de maniobra. Cuanto mayor sea la tensión residual, menor energía absorberá el descargador durante la descarga de la línea, dado que la línea se descargara con menor intensidad con una tensión residual mayor.



Energía específica en kJ/kV de la tensión nominal dependiente de la relación entre la tensión residual con impulso de maniobra U_{res} y el valor eficaz de la tensión nominal U_r del descargador (véase la IEC 60099-4)

Línea de fuga.

El nivel de contaminación de la zona es leve, por lo tanto se elige una línea de fuga nominal específica mínima entre fase y tierra para el revestimiento del descargador de: 20 mm/kV.

$$L_f = 20 \cdot \frac{mm}{kV} \cdot \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 420 \text{ mm}$$

Verificación del descargador, de acuerdo a las características de la instalación a proteger.

Datos del Descargador.

Marca: FAPA

Tipo: DMT – 30/10

Tensión máxima sistema:

$$U_{max} = 36,3 \text{ kV}$$

Tensión nominal del descargador:

$$U_{nd} = 30 \text{ kV}$$

Tensión de operación continua:

$$COV = 24 \text{ kV}$$

Tensión residual a 10 kA con una forma de onda de 8/20 μ s:

$$U_{res} = 77,7 \text{ kV}$$

Corriente de descarga:

$$I_d = 10 \text{ kA}$$

Clase del descargador:

Clase 1: 3,9 kJ/kV

Distancia eléctrica de protección del descargador.

La distancia entre el descargador y el aparato a proteger no es demasiado grande, los descargadores tienen una zona de protección de solamente unos pocos metros en un sistema de distribución y de hasta 60 m en sistemas de AT y EAT

Con un margen de protección del 20 % la tensión máxima permisible en el equipo a proteger en la instalación durante la descarga es:

$$U_{max-des} = (100\% - 20\%)BIL_{cable} = 116 \text{ kV}$$

La distancia eléctrica máxima de cobertura del descargador al objeto a proteger es:

$$L = \frac{v \cdot (U_{max-des} - U_{res})}{2 \cdot S}$$

Donde:

v: velocidad de la luz.

$U_{max-des}$: tensión máxima permisible en el equipamiento de la instalación.

U_{res} : tensión residual.

S: valor de la pendiente del frente de onda.

$$L = \frac{300 \text{ m}/\mu\text{s} \cdot (116 \text{ kV} - 77,7 \text{ kV})}{2 \cdot 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}}$$

$$L = 5,75 \text{ m}$$

El perfil de tensión a lo largo de los campos es función de la distancia "L" entre el pto. en análisis y el descargador, y se calcula con la siguiente ecuación.

$$U_{des} = U_{res} + \frac{2 \cdot S \cdot L}{v}$$

También se debe verificar la siguiente condición:

$$BIL \geq 1,25 \cdot U_{res}$$

$$145 \text{ kV} \geq 1,25 \cdot 77,7 \text{ kV}$$

$$145 \text{ kV} \geq 97,13 \text{ kV}$$

Verifica la condición.

Margen de protección.

El margen de protección del descargador, si se supone ubicado en cercanías del equipo a proteger, resulta:

$$MP = \frac{BIL - U_{res}}{U_{res}} \cdot 100\%$$

$$MP = 86 \%$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	FAPA	
Norma		IEC 60099-4 e IEC 60099-5
Modelo	DMT – 30/10	
Tipo	Descargador de óxido de zinc	Descargador de óxido de zinc
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra	Rígido a Tierra
BIL	275 kV	145 kV
SIL	129 kV	70 kV
Corriente nominal	10 kA	10 kA
Clase de descarga	1	1
Tensión Nominal (U_{nd})	30 kV	30 kV
Tensión de operación permanente (COV)	24 kV	24 kV
Tensión residual con 10 KA (U_{res})	77,7 kV	
Línea de fuga	1615 mm	1615 mm
Altura	725 mm	
Carga dinámica máxima	7500 N	
Masa	43 kg	

1.3. EQUIPOS DE MT 13,2 kV.

VER PLANO N°8: UNIFILAR 13,2 KV ET GUALEGUAY.

1.3.1. Generalidades.

Las celdas instaladas actualmente son EMA, modelo CAMARSEGBA. Es un Tablero bajo cubierta metálica, tipo METALENCLOSED CUBICLE según definición de la norma IEC-298, de simple sistema de barras, apto para instalación interior.

La característica principal del modelo CAMARSEGBA es que se trata de un tablero para distribución secundaria en media tensión (hasta 17,5 kV), con aislación en aire.

El grado de protección mecánica es IP 40, según la norma IEC 529.

Diseñado en la década del '80 para la entonces existente empresa S.E.G.B.A., este producto ha sido provisto masivamente a dicha empresa y a sus continuadoras EDESUR y EDENOR, como así también a las principales empresas provinciales de distribución de energía y cooperativas eléctricas del país.

Cada celda está construida como una unidad independiente en chapa de hierro, de espesor de 2,0 y 2,5 mm, adecuadamente doblada, reforzada y calada a fin de constituir una estructura autoportante compacta y de rigidez mecánica suficiente para resistir las sollicitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas a las que puede estar sometida en servicio.

Está cerrada en todos sus lados, excepto en un lateral y en el piso, teniendo acceso frontal mediante panel abisagrado. Inmediatamente detrás de la puerta frontal se ubica una reja de protección metálica desmontable y abisagrada. La puerta frontal inferior cuenta con una mirilla ampliamente dimensionada para visualizar el estado de conexión de los aparatos y de los elementos internos.

En la parte superior del tablero y a todo lo largo del mismo está ubicado el juego de barras colectoras 2x240 mm² de sección, montado sobre aisladores de resina epoxi de resistencia suficiente para soportar los esfuerzos de cortocircuito.

A lo largo del tablero se ubica una barra general de tierra constituida por una planchuela de cobre de 80 mm² de sección, a la que están conectadas en derivación mediante un cable o barra individual de cobre las bases de todos los aparatos eléctricos. Además cada una de las puertas está conectada a la estructura del tablero con un cable o malla flexible de cobre.

MODELOS DE CELDAS

- :: CELDA TIPO "A" - EQUIPO PARA ENTRADA O SALIDA DE CABLE
- :: CELDA TIPO "B" - EQUIPO PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR
- :: CELDA TIPO "C" - EQUIPO PARA MEDICION
- :: CELDA TIPO "D" - EQUIPO PARA SECCIONAMIENTO
- :: CELDA TIPO "E" - EQUIPO PARA ENTRADA O SALIDA CON INTERRUPTOR
- :: MODULO DE ACOMETIDA DE CABLES O BARRAS.

Características eléctricas de las celdas:

- Marca: EMA.
- Modelo: CAMARSEGBA.



- Tensión nominal: 17,5 kV.
- Frecuencia: 50 Hz.
- BIL: 95 kV.
- SIL: 38 kV.
- Intensidad nominal de barras entre celdas: 800 A.
- Intensidad nominal de celdas: 800 A.
- Corriente de cortocircuito (valor eficaz): 16 kA.
- Corriente de cortocircuito (valor de cresta): 40 kA.

1.3.2. Celdas de Acometida a barras de 13,2 kV.

Celda N°1: Acometida de Barra 13,2 kV desde transformador N°1.

Celda N°12: Acometida de Barra 13,2 kV desde transformador N°2.

Los parámetros para la selección de las celdas son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 13,2 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 14,5 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 75 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 38 \text{ kV}$$

Interruptor Automático.

:: Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la máxima potencia que puede ser suministrada por el transformador en 13,2 kV.

$$S_n = 30 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 1312 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 13,2 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 220 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 9,62 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condicione más desfavorable.
 $\mu = 1$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 9,62 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 21,77 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 10,1 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 62271-100		IEC 62271-100
Modelo	VE 17,5		VE 17,5
Tipo	Interior - Extraíble		Interior - Extraíble
Clase de recierre	Tripolar		Tripolar
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	800 A	1312 A	1600 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000		3000
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	16 kA	9,62 kA	16 kA

Corriente de apertura (I_a)	16 kA	9,62 kA	16 kA
Corriente de cierre (I_s)	40 kA	21,77 kA	40 kA
Corriente térmica (I_{th})	16 kA	10,1 kA	16 kA
Corriente dinámica (I_{din})	40 kA	21,77 kA	40 kA
Potencia de ruptura	375 MVA	220 MVA	375 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms		55 - 60 ms
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA		A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte		Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor		Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacío		Vacío

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del interruptor, actualmente instalado en la celda de acometida de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho interruptor por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

Transformadores de intensidad.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI.

$$I_n = 750 - 1500 \text{ A}$$

$$R_T = 750 - 1500 / 5 - 5 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (5\text{A})^2 \cdot R = 2,92 \text{ VA}$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Watímetro (P) = 3 VA
- Vatímetro (Q) = 3 VA
- Medidor de energía activa (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva (VARh) = 3 VA
- Amperímetro (A) = 3 VA

- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de medición = 17,92 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 30 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente por tierra ($I_{o>}$) = 3 VA
- Relé de máxima corriente ($I_{>}$) = 3 VA
- Relé diferencial longitudinal del transformador (ΔI) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de protección = 11,92 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{1500 A}{5 A} = 300$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 10,1 kA$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 33,6 A$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{5 A} = 6,73$$

El factor de sobreintensidad debe ser 10.

Clase 5P10

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 5P10

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		ARTECHE
Norma	IEC 60044-1	IEC 60044-1	IEC 60044-1
Modelo	ACF-17		ACF-17
Tipo	Monofásico Interior		Monofásico Interior
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	350-700 A	750-1500 A	750-1500 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	25 kA	9,62 kA	25 kA
Corriente térmica (I_{th})	25 kA	10,1 kA	25 kA



Corriente dinámica (Idin)	63 kA	21,77 kA	63 kA
Relación de transformación	350-700/5-5 A	750-1500/5-5 A	750-1500/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 Fs<5	30 VA CI 0,5	30 VA CI 0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	15 VA 5P10	60 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina	Resina	Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del transformador de corriente, actualmente instalado en la celda de acometida de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho TI por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

Seccionador.

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

:: Potencia nominal.

$$S_n = 30 MVA$$

:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 1312 A$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 220 MVA$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 9,62 kA$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 21,77 kA$$

:: Corriente térmica.

$$m = 0.1 \quad \text{Influencia de la componente continua de corriente.}$$

$$n = 1 \quad \text{Influencia de la componente alterna de corriente.}$$

$$t = 1s \quad \text{Tiempo de referencia.}$$

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 10,1 kA$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 62271-102		IEC 62271-102
Modelo	STD		STD
Tipo	Exterior, tripolar		Exterior, tripolar
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	800 A	1312 A	1600 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	16 kA	9,62 kA	16 kA
Corriente térmica (I_{th})	16 kA	10,1 kA	16 kA
Corriente dinámica (I_{din})	40 kA	21,77 kA	40 kA

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del seccionador, actualmente instalado en la salida del transformador, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho seccionador por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

1.3.3. Celdas de Salida.

Celda N°2: Distribuidor Frigorífico Soychú.

Celda N°3: Distribuidor Perón.

Celda N°4: Distribuidor Centro.

Celda N°5: Distribuidor O. S. M.

Celda N°10: Distribuidor San Martín.

Celda N°11: Distribuidor Ilía.

Celda N°13: Distribuidor San Antonio.

Los parámetros para la selección de las celdas son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 13,2 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 14,5 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 75 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 38 \text{ kV}$$

Interruptor Automático.

:: Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la máxima potencia que puede ser transmitida por el distribuidor de 13,2 kV.

$$S_n = 7 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 306 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 13,2 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 220 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 9,62 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condicione más desfavorable.
 $\mu = 1$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 9,62 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.
 $\chi = 1.6$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 21,77 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 10,1 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	EMA	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	VE	
Tipo	Interior - Extraíble	
Clase de recierre	Uni-Tripolar	
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV
Corriente nominal	800 A	306 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000	
BIL	95 kV	75 kV
SIL	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	16 kA	9,62 kA

Corriente de apertura (I_a)	16 kA	9,62 kA
Corriente de cierre (I_s)	40 kA	21,77 kA
Corriente térmica (I_{th})	16 kA	9,62 kA
Corriente dinámica (I_{din})	40 kA	21,77 kA
Potencia de ruptura	375 MVA	
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms	
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA	
Accionamiento	Resorte	
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor	
Medio aislante	Vacío	

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal de los interruptores, actualmente instalados en las salidas de 13,2 kV, soportaran correctamente un posterior aumento de potencia demandada por los distribuidores.

Transformadores de intensidad.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI.

$$I_n = 250 - 500 \text{ A}$$

$$R_T = 250 - 500 / 5 - 5 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (5\text{A})^2 \cdot R = 2,92 \text{ VA}$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- Medidor de energía activa (Wh) = 3 VA
- Medidor de energía reactiva (VARh) = 3 VA
- Cofímetro ($\cos \phi$) = 3 VA
- Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de medición = 14,92 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 0,5.

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente por tierra ($I_{o>}$) = 3 VA
- Relé de máxima corriente ($I_{>}$) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de protección = 8,92 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{500 A}{5 A} = 100$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 10,1 kA$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 101 A$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{5 A} = 20,2$$

El factor de sobreintensidad debe ser 20.

Clase 5P20

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 10 VA con una clase de 5P20.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		ARTECHE
Norma	IEC 60044-1		IEC 60044-1
Modelo	ACF-17		ACF-17
Tipo	Monofásico Interior		Monofásico Interior
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	100-200 A	250-500 A	250-500 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	25 kA	9,62 kA	25 kA
Corriente térmica (I_{th})	25 kA	10,1 kA	25 kA
Corriente dinámica (I_{din})	63 kA	21,77 kA	63 kA
Relación de transformación	100-200/5-5 A	250-500/5-5 A	250-500/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA Cl 0,5 $F_s < 5$	15 VA Cl 0,5	30 VA Cl 0,5 $F_s < 5$

Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	10 VA 5P20	60 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina	Resina	Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal de los transformadores de corriente, actualmente instalados en las celdas de salida, es superada por la corriente correspondiente a un aumento en la potencia demandada por los distribuidores. Por lo tanto se debe sustituir dicho TI por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

Seccionador de tierra.

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

:: Potencia nominal.

$$S_n = 10 MVA$$

:: Corriente nominal.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 437 A$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

$$S''_{k3} = 220 MVA$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 9,62 kA$$

:: Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 21,77 kA$$

:: Corriente térmica.

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 10,1 kA$$



Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	EMA	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	STD	
Tipo	Interior, tripolar	
Tensión Nominal	17,5kV	13,2 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV
SIL	30 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	16 kA	9,62 kA
Corriente térmica (I_{th})	16 kA	10,1 kA
Corriente dinámica (I_{din})	40 kA	21,77 kA

Como puede observarse en el cuadro comparativo, los seccionadores de tierra actualmente instalados en las celdas de salida soportarán correctamente un posterior aumento de potencia instalada en la ET.

1.3.4. Celdas de Acoplamiento.

Celda N°6: Acoplamiento longitudinal de barras.

Celda N°9: Acoplamiento longitudinal de barras.

Los parámetros para la selección de las celdas son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 13,2 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 14,5 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 75 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 38 \text{ kV}$$

Interrupor Automático.

:: Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la máxima potencia que puede ser transferida de una barra a otra.

$$S_n = 30 \text{ MVA}$$

:: Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 1312 \text{ A}$$

:: Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 13,2 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 220 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 9,62 \text{ kA}$$

:: Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.

Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condicione más desfavorable.

$$\mu = 1$$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 9,62 \text{ kA}$$

:: Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor χ se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1.6$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 21,77 \text{ kA}$$

:: Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0.1$ Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$ Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$ Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 10,1 \text{ kA}$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 62271-100		IEC 62271-100
Modelo	VE		VE 17,5
Tipo	Interior - Extraíble		Interior - Extraíble
Clase de recierre	Tripolar		Tripolar
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	800 A	1312 A	1600 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Con reactor de neutro		Con reactor de neutro
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000		3000
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	16 kA	9,62 kA	16 kA
Corriente de apertura (I_a)	16 kA	9,62 kA	16 kA



Corriente de cierre (I_s)	40 kA	21,77 kA	40 kA
Corriente térmica (I_{th})	16 kA	10,1 kA	16 kA
Corriente dinámica (I_{din})	40 kA	21,77 kA	40 kA
Potencia de ruptura	375 MVA	375 MVA	375 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms		55 - 60 ms
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA		A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte		Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor		Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacío		Vacío

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del interruptor, actualmente instalado en la celda de acoplamiento de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho interruptor por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

Transformadores de intensidad.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

:: Corriente y relación de transformación nominal de los TI.

$$I_n = 750 - 1500 \text{ A}$$

$$R_T = 750 - 1500 / 5 - 5 \text{ A}$$

:: Núcleos.

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (5\text{A})^2 \cdot R = 2,92 \text{ VA}$$

Núcleo de medición.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- 2 Amperímetro (A) = 6 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de medición = 8,92 VA.

El núcleo de medición debe ser un núcleo de 10 VA con una clase de 0,5

Núcleo de protección.

Protecciones conectadas:

- Relé de máxima corriente por tierra ($I_{0>}$) = 3 VA
- Relé de máxima corriente ($I_{>}$) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (P_p) = 2,92 VA

Prestación del núcleo de protección = 8,92 VA

Factor de sobreintensidad.

$$R_T = \frac{1500 A}{5 A} = 300$$

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 10,1 kA$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = 33,6 A$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{5 A} = 6,73$$

El factor de sobreintensidad debe ser 10.

Clase 5P10

El núcleo de protección debe ser un núcleo de 10 VA con una clase de 5P10

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 60044-1		IEC 60044-1
Modelo	ACF-17		ACF-17
Tipo	Monofásico Interior	Monofásico Interior	Monofásico Interior
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	350-700 A	750-1500 A	750-1500 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I''_k)	25 kA	9,62 kA	25 kA
Corriente térmica (I_{th})	25 kA	10,1 kA	25 kA
Corriente dinámica (I_{din})	63 kA	21,77 kA	63 kA
Relación de transformación	350-700/5-5 A	750-1500/5-5 A	750-1500/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 $F_s < 5$	10 VA CI 0,5	30 VA CI 0,5 $F_s < 5$
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	10 VA 5P10	60 VA 5P30



Tipo de aislación	Resina		Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro		Con reactor de neutro

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del transformador de corriente, actualmente instalado en la celda de acoplamiento de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en barras de 13,2 kV. Por lo tanto se debe sustituir dicho TI por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.



1.3.5. Celdas Reactor de neutro.

Celda N°7: Reactor de neutro artificial.

En el lado de 13,2 kV la conexión de los transformadores es triángulo y una falla a tierra no se detectará, pues no existe el neutro y no habrá retorno de corriente.

Para hacer un neutro accesible se crea un neutro artificial para poder detectar estas fallas a tierra en un sistema aislado. Se adoptan unas bobinas en conexión zigzag en vez de estrella, pues presenta mayor impedancia con el mismo número de espiras y deja pasar mejor las corrientes homopolares, que es lo que interesa en caso de falta a tierra.

El neutro formado por las bobinas en zigzag se unirá a tierra, dando así retorno a la corriente. El reactor deberá conectarse a las barras de Media Tensión mediante equipamiento de medición, protección e interrupción propio. Su ubicación será exterior y se conectará a las barras de 13,2 kV por medio de un CAS, que van desde su ubicación hasta las barras.

Los reactores deberán conectarse a las barras de Media Tensión mediante equipamiento de medición, protección e interrupción propias, debiendo disponerse de un reactor por cada barra o sección de barras.

Los reactores deberán ser unidades trifásicas aisladas en aceite en conexión zigzag con neutro accesible.

Las características del reactor de neutro son las siguientes:

:: Tensión nominal:	13,2 kV
:: Frecuencia nominal:	50 Hz
:: Conexión del arrollamiento:	zigzag
:: Impedancia homopolar por fase:	2 Ω
:: Intensidad de defecto a tierra:	840 A
:: Potencia nominal:	1 MVA
:: Refrigeración:	ONAN

El punto neutro del reactor se conecta a tierra y se coloca una protección de sobrecorriente, a través de un transformador toroidal de 400/5 A, para detectar la falla a tierra.

1.3.6. Celdas Transformadores S.A. y TTI.

Celda N°8: Transformador de servicios auxiliares y Transformador de tensión.

Transformador de tensión.

Los parámetros para la selección de los transformadores de tensión son:

:: Tensión nominal:

$$V_n = 13,2 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 14,5 \text{ kV}$$

:: Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

:: Nivel básico de aislación:

$$BIL = 75 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación de sobretensión de maniobra:

$$SIL = 38 \text{ kV}$$

:: Tensión y relación de transformación nominal de los TTI.

$$V_n = 13,2/\sqrt{3} \text{ kV}$$

$$R_T = \frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

:: Núcleos.

Núcleo de medición y protección.

Clase 0,5

Aparatos conectados:

- 2 Watímetro (P) = 6 VA
- 2 Vatímetro (Q) = 6 VA
- 9 Medidor de energía activa (Wh) = 27 VA
- 9 Medidor de energía reactiva (VARh) = 27 VA
- 7 Cofímetro ($\cos \phi$) = 21 VA
- 2 Voltímetro (V) = 6 VA

Prestación total del núcleo = 93 VA.

La corriente que circula por el secundario del transformador de tensión es:

$$I_s = \frac{93 \text{ VA}}{\frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}}} = 1,5 \text{ A}$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés.

$$s = 6 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,117 \Omega$$

$$P_p = (1,5 \text{ A})^2 \cdot R = 0,25 \text{ VA}$$

Caída de tensión en los cables.

$$\Delta V = I_s \cdot R = 1,5 \text{ A} \cdot 0,117 \Omega = 0,176 \text{ V} < 0,5 \text{ V}$$

El núcleo de medición y protección debe ser un núcleo de 100 VA de clase 0,5.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	EMA	
Norma	IEC 60044-2	IEC 60044-2
Modelo	UCI-17	
Tipo	Monofásico Interior	
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV
SIL	38 kV	38 kV
Relación de transformación	$\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$	$\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
Núcleo: Medición y Protección	100 VA CI 0,5 Fs<5	100 VA CI 0,5
Tipo de aislación	Resina	Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro

Transformador de servicios auxiliares.

Para el consumo propio de la instalación se instala un transformador de 13,2/0,4 kV de 250 kVA de potencia, ubicado en el exterior alimentado por un CAS desde la barra de 13,2 kV, para disponer de una alimentación tanto de emergencia como para alimentar cada uno de los equipos de la Subestación

El transformador es aislado en baño de aceite y estará formado principalmente por las siguientes partes:

:: Una cuba, que contiene el núcleo con los bobinados y el aceite.

:: Una tapa, para el cerrado de la cuba, con aisladores pasatapa de alta y baja tensión, y bornes para sus correspondientes conexiones.



El transformador es de 250 kVA en baño de aceite mineral, del tipo llenado total o integral (por lo que la degradación del aceite por oxidación y/o la humedad serán mínimas, por lo tanto menor mantenimiento e dimensiones).

Este tipo de transformador se escoge por sus numerosas ventajas que nos ofrece:

- :: No existe contacto alguno, entre el aceite y el aire ambiental, por tanto buena conservación del aceite.
- :: Solución muy económica.
- :: Altura o dimensiones reducidas.

Cabe recordar una serie de precauciones en la instalación de los transformadores a servicios auxiliares:

- :: Se construirán muros de separación a ambos lados de los transformadores para evitar, en caso de incendio o explosión, la proyección de materias y la propagación de fuego hacia el resto de la instalación.
- :: No se instalarán en zonas inundables.

El transformador a instalar, presenta las siguientes características técnicas:

- Fabricante:	Tadeo Czerweny
- Potencia nominal:	250 kVA
- Tensión nominal primaria:	13,2 kV
- Regulación en el primario:	$\pm 2 \times 2,5 \%$
- Tensión de cortocircuito:	4 %
- Grupo de conexión:	Dyn11
- BIL:	95 kV
- SIL:	38 kV

1.3.7. Descargadores de sobretensión en 13,2 kV.

Estos descargadores se instalan a la salida del transformador de potencia como protección contra sobretensiones de los cables de acometida a barras de 13,2 kV.

La diferencia fundamental entre las características eléctricas de las líneas aéreas y de los cables es la impedancia de sus conductores respecto a tierra. Los valores para las líneas aéreas de distribución son de aproximadamente 300 a 450 y para los cables, del orden de 20 a 60. En primer lugar, esta diferencia provoca una marcada reducción de las sobretensiones debidas a rayos tan pronto como la onda de propagación llega al principio del cable. Una onda de tensión reducida se propaga por el cable y se refleja en el extremo final, de manera que la tensión pasa a ser prácticamente el doble de la de la onda incidente. Seguidamente, la onda regresa hacia el principio del cable, reflejándose de nuevo, etc. De esta forma, la sobretensión en el cable crece de forma gradual, si bien la pendiente de esta sobretensión en el cable es menor, y el valor de cresta máximo se acerca al de la sobretensión del rayo en líneas aéreas. El contorneo a tierra en barras o en conductores de línea provoca, como mucho, una interrupción de servicio de corta duración. Sin embargo, suelen ser muy poco frecuentes las averías por este motivo. En cables, las cosas son muy distintas: los contorneos en el aislamiento de los cables pueden provocar daños que requieran importantes reparaciones. Los contorneos en terminales de cable pueden dañarlos y ocasionar los mismos daños que los contorneos en el aislamiento del cable. Por tanto, los cables deben ser tratados como un equipo más de la subestación y protegidos contra las sobretensiones por descargas atmosféricas con pararrayos. Los pararrayos deben situarse directamente junto a los terminales de los cables y las líneas de unión han de ser lo más cortas posibles. Es necesario señalar que la conexión a tierra del pararrayos se ha de unir a la pantalla del cable.

Longitud máxima permitida L de los tramos de cable con protección por pararrayos en un extremo. El cable está conectado a una línea con riesgo de rayos. Considerando el caso más desfavorable de polaridades distintas entre la sobretensión por rayo y el valor instantáneo de la tensión del sistema.

Pararrayos con $U_p = 3.8$ p.u. para MO $U_p = 4$ p.u. para SiC $I_n = 10$ kA									
Tipo de línea		Poste madera		Crucetas a tierra		Poste madera		Crucetas a tierra	
Tipo de pararrayos		OM	SiC	OM	SiC	OM	SiC	OM	SiC
U_m [kV]	Z_k [Ω]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]	L_k [m]
3.6	30	∞	∞	∞	∞	7	6	17	17
	60	∞	∞	∞	∞	3	3	10	10
7.2	30	64	30	64	28	9	9	22	14
	60	45	20	50	19	4	4	13	11
12	30	40	15	40	14	9	7	19	9
	60	30	11	32	10	4	3	14	7
17.5	30	25	6	26	5	6	4	15	4
	60	21	4	22	4	3	2	13	3
24	30	28	6	28	5	10	5	17	4
	60	23	5	24	4	5	3	15	3
36	30	22	1	22	1	8	1	15	1
	60	20	1	20	1	4	1	14	1

Longitud de la conexión del pararrayos al cable, 1m

Z: impedancia del cable

OM: pararrayos de óxido metálico

SiC: pararrayos con explosivos.



Datos de la instalación.

:: Tensión nominal.

$$U_n = 13,2 \text{ kV}$$

:: Tensión máxima.

$$U_{max} = 14,5 \text{ kV}$$

:: Nivel básico de aislación para sobretensiones de impulso.

$$BIL = 95 \text{ kV}$$

:: Nivel de aislación para sobretensiones de maniobra.

$$SIL = 38 \text{ kV}$$

:: Impedancia característica de la línea con cables.

$$Z_c = 30 \Omega$$

:: Nivel mínimo de protección requerido.

$$N_p = 20\%$$

:: Coeficiente de falla a tierra.

$$K_E = 1,73$$

:: Máxima duración de la sobretensión temporaria.

$$t = 10s$$

:: Máxima corriente de cortocircuito.

$$I_{cc} = 10 \text{ kA}$$

Cálculo de las características del descargador.

Tensión de operación continua.

El sistema de puesta a tierra del neutro del sistema es decisivo para determinar la tensión de operación permanente. En los sistemas con neutro aislado la tensión de una fase sana respecto a tierra toma el valor de la tensión de línea en el caso de falla de una fase a tierra (factor de falla a tierra $k = 1,73$). Dado que es práctica común que los sistemas con neutro aislado se operen en esta condición por periodos de tiempo largos, la tensión permanente de operación de un descargador, en este caso, debe tener el valor de la tensión máxima del sistema. Solamente aquí no se tiene en cuenta el 5% adicional.

$$COV = U_{max} = 14,5 \text{ kV}$$

Tensión nominal del descargador.

Con la preselección de la tensión permanente de operación mínimamente requerida y un factor que usualmente tiene un valor de 1,25 se calcula la tensión nominal del descargador, esta será una posible, aunque no definitiva, tensión nominal de un descargador.

$$U_{nd} = 1,25 \cdot COV = 18,125 \text{ kV}$$

Se toma como tensión nominal del descargador al número entero inmediato superior divisible por tres.

De acuerdo a estas consideraciones la tensión nominal del descargador debería ser:

$$U_{nd} = 21 \text{ kV}$$

La tensión de operación continua es:

$$COV = \frac{U_{nd}}{1,25} = 16,8 \text{ kV}$$

Luego de determinar la tensión de operación permanente y la tensión nominal de este modo, el descargador queda entonces generalmente diseñado no solo para una operación permanente normal estable, sino también para todas las condiciones de sobretensiones temporarias del sistema. No obstante se recomienda seleccionar un valor algo superior al valor mínimo que se ha descrito, siempre y cuando el nivel de protección del descargador no resulte, como consecuencia, injustificablemente elevado.

La tensión nominal del descargador sería:

$$U_{nd} = 21 \text{ kV}$$

La tensión de operación continua es:

$$COV = \frac{U_{nd}}{1,25} = 16,8 \text{ kV}$$

Corriente de descarga.

Una primera estimación de la corriente de descarga, sin considerar la tensión residual del descargador, nos dará el máximo valor de la misma:

$$I_d = \frac{2 \cdot BIL}{Z_c} = 9,7 \text{ kA}$$

La corriente nominal de descarga sirve para clasificar un descargador de OM. La IEC 60099-4 especifica cinco valores diferentes, los que pertenecen a las diferentes gamas de tensiones nominales.

1,5 kA	2,5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
En estudio	Un < 36kV	Un < 132kV	3kV < Un < 360kV	360kV < Un < 756kV

Estos valores, sin embargo, nada revelan directamente acerca de las características operativas. Así por ejemplo un descargador de 10 kA puede resistir impulsos atmosféricos de corrientes de amplitudes mayores sin sufrir daños. La función real de estas clasificaciones es especificar las diferentes exigencias adicionales y examinar los requisitos, dependiendo de su clase.

La corriente de descarga del descargador debe ser:

$$I_d = 10 \text{ kA}$$

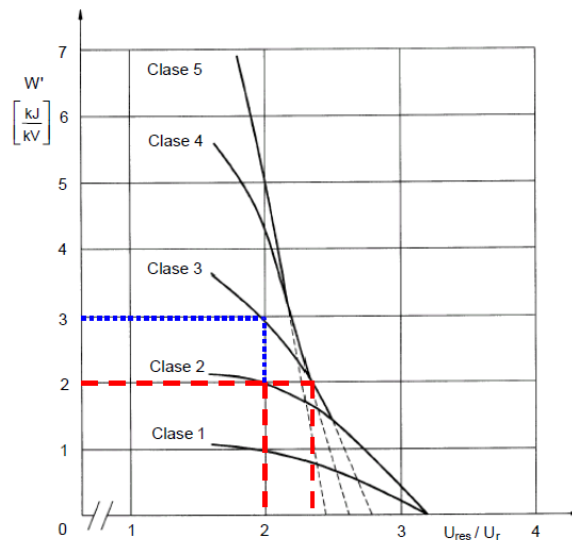
Clase de descarga.

Hay cinco clases de descargadores según su uso y su capacidad de absorber energía. Los de distribución son de clase 1 y las clases 2 a 5 son de estaciones transformadoras y LAT. A mayor clase, mayor capacidad de evacuar energía.

- Clase 1: de 2,85 a 3,9 kJ/kV
- Clase 2: 4,3 kJ/kV
- Clase 3: 7,5 kJ/kV
- Clase 4: 9,5 kJ/kV
- Clase 5: de 13 a 15 kJ/kV

Tensión Nominal Del Sistema (Un)	Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$Un \leq 66 \text{ kV}$	X	X			
$66 < Un \leq 220 \text{ kV}$		X	X		
$220 < Un \leq 380 \text{ kV}$			X	X	
$Un > 380 \text{ kV}$				X	X

Esta energía no es un valor fijo, sino que en cambio depende del nivel de protección del descargador, o más precisamente, de la tensión residual con impulso de maniobra. Cuanto mayor sea la tensión residual, menor energía absorberá el descargador durante la descarga de la línea, dado que la línea se descargara con menor intensidad con una tensión residual mayor.



Energía específica en kJ/kV de la tensión nominal dependiente de la relación entre la tensión residual con impulso de maniobra U_{res} y el valor eficaz de la tensión nominal U_r del descargador (véase la IEC 60099-4)

Línea de fuga.

El nivel de contaminación de la zona es leve, por lo tanto se elige una línea de fuga nominal específica mínima entre fase y tierra para el revestimiento del descargador de: 20 mm/kV.

$$L_f = 20 \cdot \frac{mm}{kV} \cdot U_{max} = 290 \text{ mm}$$

Verificación del descargador, de acuerdo a las características de la instalación a proteger.

Descargador.

Marca: FAPA

Tipo: DMT – 21/10

Tensión máxima sistema:

$$U_{max} = 14,5 \text{ kV}$$

Tensión nominal del descargador:

$$U_{nd} = 21 \text{ kV}$$

Tensión de operación continua:

$$COV = 16,8 \text{ kV}$$

Tensión residual a 10 kA con una forma de onda de 8/20 μ s:

$$U_{res} = 54,4 \text{ kV}$$

Corriente de descarga:

$$I_d = 10 \text{ kA}$$

Clase del descargador:

Clase 1: 3,9 kJ/kV

Distancia eléctrica de protección del descargador.

La distancia entre el descargador y el aparato a proteger no es demasiado grande, los descargadores tienen una zona de protección de solamente unos pocos metros en un sistema de distribución y de hasta 60 m en sistemas de AT y EAT

Con un margen de protección del 20 % la tensión máxima permisible en el equipo a proteger en la instalación durante la descarga es:

$$U_{max-des} = (100\% - 20\%)BIL_{cable} = 76 \text{ kV}$$

La distancia eléctrica máxima de cobertura del descargador al objeto a proteger es:

$$L = \frac{v \cdot (U_{max-des} - U_{res})}{2 \cdot S}$$

Donde:

v: velocidad de la luz.

$U_{max-des}$: tensión máxima permisible en el equipamiento de la instalación.

U_{res} : tensión residual.

S: valor de la pendiente del frente de onda.

$$L = \frac{300 \text{ m}/\mu\text{s} \cdot (76 \text{ kV} - 54,4 \text{ kV})}{2 \cdot 1000 \text{ kV}/\mu\text{s}}$$

$$L = 3,24 \text{ m}$$

El perfil de tensión a lo largo de los campos es función de la distancia "L" entre el pto. en análisis y el descargador, y se calcula con la siguiente ecuación.

$$U_{des} = U_{des} + \frac{2.S.L}{v}$$

También se debe verificar la siguiente condición:

$$BIL \geq 1,25.U_{res}$$

$$95 \text{ kV} \geq 1,25.54,4 \text{ kV}$$

$$95 \text{ kV} \geq 68 \text{ kV}$$

Verifica la condición.

Margen de protección.

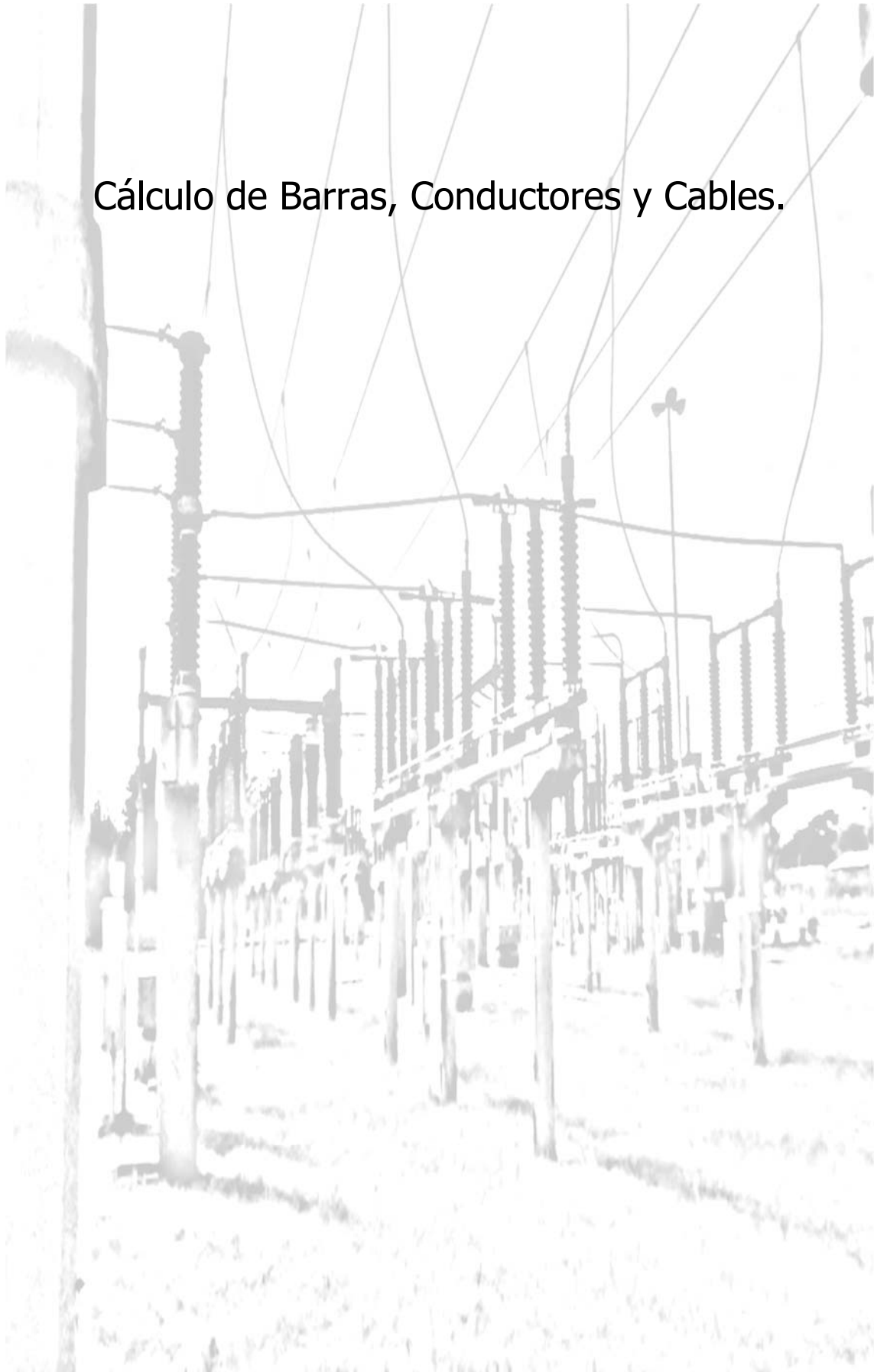
El margen de protección del descargador, si se supone ubicado en cercanías del equipo a proteger, resulta:

$$MP = \frac{BIL - U_{res}}{U_{res}} \cdot 100\%$$

$$MP = 74,6 \%$$

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	FAPA	FAPA
Norma		
Modelo	DMT – 15/10	DMT – 21/10
Tipo	Descargador de óxido de zinc	Descargador de óxido de zinc
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro
BIL	95 kV	75 kV
SIL	38 kV	38 kV
Corriente de descarga	10 kA	10 kA
Clase de descarga	1	1
Tensión Nominal (U_{nd})	21 kV	21 kV
Tensión de operación permanente (COV)	16,8 kV	16,8 kV
Tensión residual con 10 KA (U_{res})	54,4 kV	54,4 kV
Línea de fuga	1863 mm	1863 mm
Altura	641 mm	641 mm
Carga dinámica máxima	6500 N	6500 N
Masa	13 kg	13 kg

Cálculo de Barras, Conductores y Cables.



1.1. CÁLCULO DE BARRAS.

1.1.1. Método de cálculo.

Los cálculos se realizan en base a las siguientes normas:

IRAM 2358: Corrientes de Cortocircuito - Métodos para el Cálculo de sus Efectos

IRAM 2359 - Parte 2: Tableros Eléctricos - Barras de Cobre para Corriente Permanente - Diseño

IRAM 2359 - Parte 2 (Se utilizan barras de cobre).

Seleccionamos barras de material E-Cu F30, sus características son las siguientes:

Resistencia a la tracción: $R = 200 \text{ N/mm}^2$

Módulo de elasticidad: $E = 11 \cdot 10^4 \cdot \text{N/mm}^2$

Tensión límite de fluencia: $R_{p0.2} = 250 \cdot \text{N/mm}^2$

Conductibilidad (a 20° C): $C = 56 \cdot \text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

Una vez que se selecciona la sección y cantidad de barras se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{\text{Nuevo}} = I_{\text{Tabla}} \cdot \prod_{i=1}^5 K_i$$

Donde los K_i son factores de cálculo y se aplican:

K_1 : Para modificaciones de la corriente permanente dependientes de la conductibilidad del material (fig. 1).

K_2 : Para temperaturas diferentes a las indicadas en las tablas (fig. 2).

K_3 : Para modificaciones de la corriente permanente por razones térmicas debidas a la disposición de las barras (ver tabla V).

K_4 : Para modificaciones de la corriente permanente por razones eléctricas, con corriente alterna, debidas a la disposición de las barras (fig. 3).

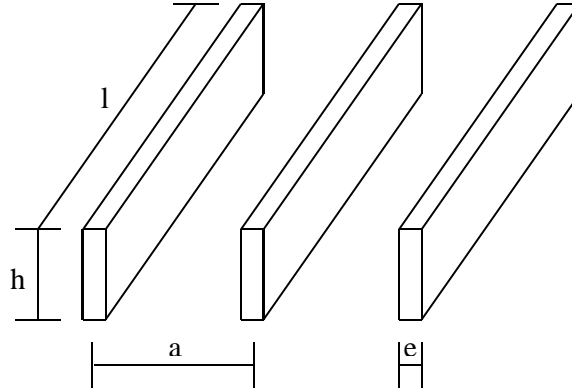
K_5 : Para influencias del entorno (elevación, radiación solar) (ver tabla VI).

Se debe verificar:

$$I_{\text{Carga}} \leq I_{\text{Nuevo}}$$

IRAM 2358.

Con ésta norma se realiza la verificación de la barra a los esfuerzos dinámicos y térmicos debidos al cortocircuito. También se calcula el esfuerzo que deben resistir los soportes.



l = distancia entre soportes
 h = altura de la barra

a = distancia entre barras
 e = espesor de la barra

Verificación a los esfuerzos dinámicos en cortocircuito.

Fuerza máxima entre las barras durante un cortocircuito trifásico:

$$F_{m3} = 0,2 \cdot i_{p3}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 0,87 \quad [N]$$

i_{p3} = Corriente de cortocircuito trifásico, valor de cresta. [kA]

l = Distancia entre soportes [m]

a = Distancia entre barras [m]

Esfuerzo de flexión máximo en las barras durante el cortocircuito:

$$\sigma_m = V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{m3} \cdot l}{8 \cdot E_c} \quad [N/mm^2]$$

E_c Módulo resistente [cm³]

l = Distancia entre soportes [m]

F_{m3} = Fuerza máxima entre las barras [N]

V_σ y V_r son coeficientes que tienen en cuenta los fenómenos dinámicos (se obtienen de las figuras 4 y 5).

β Es un coeficiente correctivo que depende del tipo y del número de soportes (empotramientos o apoyos simples) (sale de la tabla 2).

Para obtener V_σ y V_r es necesario calcular la relación f_0/f .

f_0 = Frecuencia natural [Hz]

f = Frecuencia de la red [Hz]

$$f_0 = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m'}}$$

γ Depende del tipo y del número de soportes (tabla 2)

l = Distancia los soportes [m]

E = Módulo de elasticidad [N/mm²]

J = Momento de inercia [cm⁴]

m' = Masa por unidad de longitud de la barra [kg/m]

Algunas consideraciones:

- V_σ Tiene como valor máximo 1.
- En el caso de recierre automático trifásico, se tomará $V_r = 1,8$, de otro modo $V_r = 1$.
- Las estructuras de baja frecuencia, tales como $f_0/f < 0,5$, donde $\chi < 1,6$, se tomará $V_F = V_\sigma = 1$ (V_F es un coeficiente que sale de la figura 4 y se utilizará más adelante).
- En el caso de recierre trifásico, V_r puede tomarse de la figura 5, en los demás casos como ya se dijo $V_r = 1$.

Se debe verificar que:

$$\sigma_m \leq q \cdot R_{p02}$$

R_{p02} = Tensión límite de fluencia [N/mm²]

q = Coeficiente que depende de la forma de la sección de la barra (para barras rectangulares $q = 1,5$)

Verificación a los efectos térmicos.

Se hacen los siguientes supuestos:

Se adopta una sobreelevación de temperatura ΔT (en el caso del Cu $\Delta T = 150^\circ C$).

Se conoce el tiempo de duración del cortocircuito (T_k) a partir del tiempo de actuación de las protecciones [s].

Con la siguiente fórmula:

$$I_{adm} = \frac{13 \cdot \text{Área}}{1000} \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{T_k}} \quad [\text{kA}]$$

$$\text{Área} = e \cdot h \quad [\text{mm}^2]$$

e = Espesor de la barra [mm]

h = Altura de la barra [mm]

Se debe verificar:

$$I_k'' \leq I_{adm}$$

Fuerza ejercida sobre los soportes.

$$F_d = V_F \cdot V_r \cdot \alpha \cdot F_{m3}$$

α Depende del tipo y número de soportes (tabla 2)

F_{m3} = Fuerza máxima entre las barras [N]



1.1.2. DIMENSIONAMIENTO DE BARRAS.

Para el dimensionamiento de las barras principales y para conexiones de equipos tomaremos como referencia las normas DIN 57 103 / VDE 0103 e IRAM 2358.

1.1.2.1. BARRAS RÍGIDAS PRINCIPALES EN 132 kV E.T. GUALEGUAY.

Características eléctricas del sistema.

$I_{CC} = 2,37 \text{ kA}$	Corriente simétrica de cortocircuito
$I_S = 5,36 \text{ kA}$	Corriente de choque
$f = 50 \text{ Hz}$	Frecuencia nominal
$S_n = 60 \text{ MVA}$	Potencia nominal
$V_n = 132 \text{ kV}$	Tensión nominal
$I_n = 0,262 \text{ kA}$	Corriente nominal

Datos mecánicos y eléctricos del conductor (Cu 32/24).

Cobre E-Cu F30	Material (barra anular)
$S_C = 352 \text{ mm}^2$	Sección
$I_{Adm} = 900 \text{ A}$	Corriente admisible del conductor
$J_C = 3,52 \text{ cm}^4$	Momento de inercia del conductor
$M_C = 2,2 \text{ cm}^3$	Momento resistente del conductor
$P_C = 3,14 \text{ kg/m}$	Peso propio del conductor
$\sigma_C = 250 \text{ kg/mm}^2$	Tensión admisible del conductor
$\sigma'_C = 360 \text{ kg/mm}^2$	Tensión de rotura del conductor
$E_C = 110000 \text{ N/mm}^2$	Módulo de elasticidad del conductor

Datos correspondientes a la disposición de las barras.

$d = 2,5 \text{ m}$	Distancia de separación entre ejes de las barras
$L = 5,2 \text{ m}$	Distancia de separación entre soportes de las barras
$\gamma = 0,245$	Factor de sujeción del conductor
$\alpha_A = 0,375$	Factor de transferencia de esfuerzo mecánico al apoyo A
$\alpha_B = 1,25$	Factor de transferencia de esfuerzo mecánico al apoyo B
$v_A = 1$ de	Factor de amortiguación por deformación plástica según el tipo de corriente.
$\beta = 0,73$	Factor de carga que depende de los apoyos del conductor

Cálculo de corriente admisible en el conductor.

$$K_1 = 1$$

$$K_2 = 0,9$$

$$K_3 = 0,8$$

$$K_4 = 1$$

$$K_5 = 1$$

$$I_{\text{tabla}} = 900 \text{ A}$$

$$I_{\text{nuevo}} = I_{\text{tabla}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5$$

$$I_{\text{nuevo}} = 648 \text{ A}$$

$$I_n < I_{\text{nuevo}} \quad \text{Verifica}$$

Cálculo del esfuerzo mecánico sobre el conductor.

$$F_{\text{Cond}} = 0,2 \cdot I_S^2 \cdot \frac{L}{d} \quad \text{Fuerza máxima sobre el conductor}$$

$$F_{\text{Cond}} = 11,95 \text{ N}$$

Cálculo de la tensión mecánica sobre el conductor.

$$f_n = \frac{\gamma}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{E_c J_c}{P_c}} \quad \text{Frecuencia mecánica natural del conductor}$$

$$f_n = 3,182 \text{ Hz}$$

$$f_r = \frac{f_n}{f} \quad \text{Frecuencia mecánica relativa del conductor}$$

$$f_r = 0,064$$

Con el valor de la frecuencia relativa, de las tablas de la norma IRAM 358 se obtiene:

$$v_f = 1 \quad \text{Coeficiente relacionado con los fenómenos dinámicos en las barras.}$$

$$v_\sigma = 1 \quad \text{Tiene en cuenta los fenómenos dinámicos relacionados con la frecuencia de resonancia mecánica del conductor.}$$

$$v_r = 1,65 \quad \text{Tiene en cuenta el recierre de los interruptores}$$

La tensión mecánica resulta:

$$\sigma_m = \frac{v_\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot F_{Cond} \cdot L}{8 \cdot M_c} \quad \text{Tensión mecánica sobre el conductor}$$

$$\sigma_m = 4,25 \text{ N/mm}^2 \quad \text{Verifica}$$

Cálculo del esfuerzo sobre los apoyos.

$$F_A = v_f \cdot v_r \cdot \alpha_A \cdot F_{cond} \quad \text{Carga máxima aplicada en los aisladores}$$

$$F_A = 7,39 \text{ N}$$

$$F_B = v_f \cdot v_r \cdot \alpha_B \cdot F_{cond} \quad \text{Carga máxima aplicada en los aisladores}$$

$$F_B = 24,65 \text{ N}$$

Verificación térmica:

$$\Delta T = 150 \text{ }^\circ\text{C} \quad \text{Incremento máximo de la temperatura del conductor}$$

$$t = 1 \text{ s} \quad \text{Tiempo transcurrido para despejar la falla}$$



$$I_{Th} = \frac{13 \cdot S_c}{1000} \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{t}}$$

Corriente admitida por el conductor

$$I_{Th} = 177,23 \text{ kA}$$

Esta corriente debe ser superior a I_s

$$I_{Th} > I_s$$

Verifica



1.1.2.2. BARRAS CELDAS EN 33 kV E.T. GUALEGUAY.

Características eléctricas del sistema.

$I_{CC} = 5,23 \text{ kA}$	Corriente simétrica de cortocircuito
$I_S = 11,62 \text{ kA}$	Corriente de choque
$f = 50 \text{ Hz}$	Frecuencia nominal
$S_n = 40 \text{ MVA}$	Potencia nominal
$V_n = 33 \text{ kV}$	Tensión nominal
$I_n = 0,700 \text{ kA}$	Corriente nominal

Datos mecánicos y eléctricos del conductor (Cu 40 x 10 mm²).

Cobre E-Cu F30	Material (barra rectangular)
$S_C = 400 \text{ mm}^2$	Sección
$I_{Adm} = 715 \text{ A}$	Corriente admisible del conductor
$J_C = 5,33 \text{ cm}^4$	Momento de inercia del conductor
$M_C = 2,67 \text{ cm}^3$	Momento resistente del conductor
$P_C = 3,55 \text{ kg/m}$	Peso propio del conductor
$\sigma_C = 250 \text{ kg/mm}^2$	Tensión admisible del conductor
$\sigma'_C = 360 \text{ kg/mm}^2$	Tensión de rotura del conductor
$E_C = 110000 \text{ N/mm}^2$	Módulo de elasticidad del conductor

Datos correspondientes a la disposición de las barras.

$d = 0,38 \text{ m}$	Distancia de separación entre ejes de las barras
$L = 0,8 \text{ m}$	Distancia de separación entre soportes de las barras
$\gamma = 0,157$	Factor de sujeción del conductor



$\alpha = 0,5$	Factor de transferencia de esfuerzo mecánico al apoyo
$v_A = 1$ de	Factor de amortiguación por deformación plástica según el tipo corriente.
$\beta = 1$	Factor de carga que depende de los apoyos del conductor

Cálculo de corriente admisible en el conductor.

$$K_1 = 1$$

$$K_2 = 1$$

$$K_3 = 1$$

$$K_4 = 1$$

$$K_5 = 1$$

$$I_{tabla} = 715 A$$

$$I_{nuevo} = I_{tabla} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5$$

$$I_{nuevo} = 715 A$$

$$I_n < I_{nuevo} \quad \text{Verifica}$$

Cálculo del esfuerzo mecánico sobre el conductor.

$$F_{Cond} = 0,2 \cdot I_S^2 \cdot \frac{L}{d} \quad \text{Fuerza máxima sobre el conductor}$$

$$F_{Cond} = 56,75 N$$

Cálculo de la tensión mecánica sobre el conductor.

$$f_n = \frac{\gamma}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{E_c J_c}{P_c}} \quad \text{Frecuencia mecánica natural del conductor}$$

$$f_n = 99,7 Hz$$

$$f_r = \frac{f_n}{f} \quad \text{Frecuencia mecánica relativa del conductor}$$

$$f_r = 1,994$$

Con el valor de la frecuencia relativa, de las tablas de la norma IRAM 358 se obtiene:

$v_f = 1$
las
Coeficiente relacionado con los fenómenos dinámicos en barras.

$v_\sigma = 1$
con
Tiene en cuenta los fenómenos dinámicos relacionados la frecuencia de resonancia mecánica del conductor.

$v_r = 1$
Tiene en cuenta el recierre de los interruptores

La tensión mecánica resulta:

$$\sigma_m = \frac{v_\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot F_{Cond} \cdot L}{8 \cdot M_c}$$

Tensión mecánica sobre el conductor

$\sigma_m = 2,13 \text{ N/mm}^2$ **Verifica**

Cálculo del esfuerzo sobre los apoyos.

$F = v_f \cdot v_r \cdot \alpha \cdot F_{cond}$ Carga máxima aplicada en los aisladores

$F = 28,38 \text{ N}$

Verificación térmica:

$\Delta T = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ Incremento máximo de la temperatura del conductor

$t = 1 \text{ s}$ Tiempo transcurrido para despejar la falla

$$I_{Th} = \frac{13 \cdot S_c}{1000} \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{t}}$$
 Corriente admitida por el conductor

$I_{Th} = 201,4 \text{ kA}$ Esta corriente debe ser superior a I_s

$I_{Th} > I_s$ **Verifica**

1.1.2.3. BARRAS CELDAS EN 13,2 kV E.T. GUALEGUAY.

Características eléctricas del sistema.

$I_{CC} = 9,62 \text{ kA}$	Corriente simétrica de cortocircuito
$I_S = 21,77 \text{ kA}$	Corriente de choque
$f = 50 \text{ Hz}$	Frecuencia nominal
$S_n = 60 \text{ MVA}$	Potencia nominal
$V_n = 13,2 \text{ kV}$	Tensión nominal
$I_n = 2,624 \text{ kA}$	Corriente nominal

Datos mecánicos y eléctricos del conductor (Cu 2 x (80 x 10) mm²).

Cobre E-Cu F30	Material (barra rectangular)
$S_C = 1600 \text{ mm}^2$	Sección
$I_{Adm} = 2110 \text{ A}$	Corriente admisible del conductor
$J_C = 42,7 \text{ cm}^4$	Momento de inercia del conductor
$M_C = 10,7 \text{ cm}^3$	Momento resistente del conductor
$P_C = 14,2 \text{ kg/m}$	Peso propio del conductor
$\sigma_C = 250 \text{ kg/mm}^2$	Tensión admisible del conductor
$\sigma'_C = 360 \text{ kg/mm}^2$	Tensión de rotura del conductor
$E_C = 110000 \text{ N/mm}^2$	Módulo de elasticidad del conductor

Datos correspondientes a la disposición de las barras.

$d = 0,187 \text{ m}$	Distancia de separación entre ejes de las barras
$L = 0,5 \text{ m}$	Distancia de separación entre soportes de las barras
$\gamma = 0,357$	Factor de sujeción del conductor
$\alpha = 0,5$	Factor de transferencia de esfuerzo mecánico al apoyo



$$v_A = 1$$

Factor de amortiguación por deformación plástica según tipo de corriente.

$$\beta = 1$$

Factor de carga que depende de los apoyos del conductor

Cálculo de corriente admisible en el conductor.

$$K_1 = 1$$

$$K_2 = 1$$

$$K_3 = 1$$

$$K_4 = 1$$

$$K_5 = 1$$

$$I_{tabla} = 2110 \text{ A}$$

$$I_{nuevo} = I_{tabla} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5$$

$$I_{nuevo} = 2110 \text{ A}$$

$$I_n < I_{nuevo} \quad \text{No Verifica}$$

Datos mecánicos y eléctricos de la barra a instalar (Cu 2 x (120x10) mm).

Cobre E-Cu F30

Material (barra rectangular)

$$S_C = 2400 \text{ mm}^2$$

Sección

$$I_{Adm} = 2860 \text{ A}$$

Corriente admisible del conductor

$$J_C = 144 \text{ cm}^4$$

Momento de inercia del conductor

$$M_C = 24 \text{ cm}^3$$

Momento resistente del conductor

$$P_C = 21,4 \text{ kg/m}$$

Peso propio del conductor

$$\sigma_c = 250 \text{ kg/mm}^2$$

Tensión admisible del conductor

$$\sigma'_c = 360 \text{ kg/mm}^2$$

Tensión de rotura del conductor

$$E_C = 110000 \text{ N/mm}^2$$

Módulo de elasticidad del conductor



Cálculo de corriente admisible en el conductor.

$$K_1 = 1$$

$$K_2 = 1$$

$$K_3 = 1$$

$$K_4 = 1$$

$$K_5 = 1$$

$$I_{tabla} = 2860 A$$

$$I_{nuevo} = I_{tabla} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5$$

$$I_{nuevo} = 2860 A$$

$$I_n < I_{nuevo} \quad \text{Verifica}$$

Cálculo del esfuerzo mecánico sobre el conductor.

$$F_{Cond} = 0,2 \cdot I_S^2 \cdot \frac{L}{d} \quad \text{Fuerza máxima sobre el conductor}$$

$$F_{Cond} = 253,44 N$$

Cálculo de la tensión mecánica sobre el conductor.

$$f_n = \frac{\gamma}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{E_c J_c}{P_c}} \quad \text{Frecuencia mecánica natural del conductor}$$

$$f_n = 821,286 Hz$$

$$f_r = \frac{f_n}{f} \quad \text{Frecuencia mecánica relativa del conductor}$$

$$f_r = 16,42$$

Con el valor de la frecuencia relativa, de las tablas de la norma IRAM 358 se obtiene:

$$v_f = 1 \quad \text{Coeficiente relacionado con los fenómenos dinámicos en las barras.}$$



$$v_{\sigma} = 1$$

con

Tiene en cuenta los fenómenos dinámicos relacionados la frecuencia de resonancia mecánica del conductor.

$$v_r = 1$$

Tiene en cuenta el recierre de los interruptores

La tensión mecánica resulta:

$$\sigma_m = \frac{v_{\sigma} \cdot v_r \cdot \beta \cdot F_{Cond} \cdot L}{8 \cdot M_c}$$

Tensión mecánica sobre el conductor

$$\sigma_m = 0,66 \text{ N/mm}^2$$

Verifica

Cálculo del esfuerzo sobre los apoyos.

$$F = v_f \cdot v_r \cdot \alpha \cdot F_{cond}$$

Carga máxima aplicada en los aisladores

$$F = 126,72 \text{ N}$$

Verificación térmica:

$$\Delta T = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Incremento máximo de la temperatura del conductor

$$t = 1 \text{ s}$$

Tiempo transcurrido para despejar la falla

$$I_{Th} = \frac{13 \cdot S_c}{1000} \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{t}}$$

Corriente admitida por el conductor

$$I_{Th} = 805,6 \text{ kA}$$

Esta corriente debe ser superior a I_s

$$I_{Th} > I_s$$

Verifica

1.2. CÁLCULO DE CABLES.

1.2.1. Generalidades.

La acometida a barras de se realiza mediante cables de MT del tipo RETENAX MT. El cual es un cable fabricado según especificaciones de la norma IRAM 2178.

Características del cable.

Metal del conductor: Alambres de cobre electrolítico de máxima pureza o aluminio grado eléctrico.

Forma del conductor: constituidos por cuerdas redondas compactas de cobre o aluminio, mediante un método especial que permite obtener superficies más lisas y diámetros de cuerdas menores que los de las cuerdas normales de igual sección.

Flexibilidad del conductor: Clase 2; según IRAM NM-280 e IEC 60228 Opcionalmente, las cuerdas pueden ser obturadas mediante el agregado de elementos que eviten la propagación longitudinal del agua y retarda el desarrollo y la propagación de "Water Trees".

Aislamiento: Capa homogénea de Polietileno reticulado (XLPE) extruído en triple extrusión simultánea. El aislamiento de los cables RETENAX está constituido por polietileno químicamente reticulado de altísima pureza y calidad. El proceso de reticulación se realiza en un medio inerte no saturado de vapor, conocido como "Dry Curing".

La excelente estabilidad térmica del polietileno reticulado le capacita para admitir en régimen permanente temperaturas de trabajo en el conductor de hasta 90° C, tolerando temperaturas de cortocircuito de 250° C.

Capa semiconductor: Capa extruída de material semiconductor separable en frío. La capa semiconductor externa está formada por una mezcla extruída y reticulada de características químicas semejantes a las del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica. Esta mezcla semiconductor externa separable en frío, denominada también como "easy stripping", se emplea en los cables de hasta 33 kV.

Las líneas de extrusión continua (conocidas como "catenaria") posibilitan la triple extrusión continua de la capa semiconductor interna, el aislamiento y la capa semiconductor externa, permitiendo la perfecta adherencia de las tres capas, dando como resultado cables de elevada confiabilidad.

Pantalla metálica: Formada por cintas o una corona de alambres y cintas. En todos los casos el material es cobre electrolítico recocido. La resistencia eléctrica de la pantalla es de 3,3 Ω / km; opcionalmente se pueden dimensionar otras diferentes en función de la corriente de cortocircuito de la red. Asimismo, la pantalla puede ser obturada para evitar la propagación longitudinal del agua.

Protección mecánica: Como protección mecánica se emplea una armadura metálica compuesta por flejes de acero galvanizado para cables tripolares o de material no magnético para cables unipolares

Los cables RETENAX son aptos para uso enterrado con protección, en electroductos o canaletas y en bandejas o al aire libre (cuando los Reglamentos así lo permitan); para el uso directamente enterrado requieren de armaduras metálicas robustas.

1.2.2. Cable de Acometida a barra de 33 kV.

La misma se calculará para prever posibles ampliaciones, por lo cual se utilizarán conductores que sean capaces de transportar una potencia de 20000 kVA, que es la potencia nominal del transformador.

$$I_c = \frac{20000 \cdot kVA}{\sqrt{3} \cdot 33 \cdot kV} = 350 \cdot A$$

Características del conductor:

Fabricante: PRYSMIAN.

Modelo: RETENAX MT.

Tipo: Unipolar.

Aislamiento: XLPE.

Categoría: I

Tensión nominal: 33 kV

Material conductor: Cobre

Tendido: Subterránea en canales.

Longitud: 50 m

Sección: 2 x 50 mm²

Corriente nominal: 230 A

Resistencia: 0,493 Ω/km

Reactancia: 0,231 Ω/km

El conductor instalado verifica la condición de corriente admisible.

Verificación por cortocircuito.

En las barras de 33 kV del transformador se tienen los siguientes valores de cortocircuito:

$$I_k'' = 5,13 \cdot kA$$

$$\chi = 1,6$$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot \chi \cdot I_k'' = 1,25 \cdot 5,13 \cdot kA = 11,6 \cdot kA$$

$$I_{adm} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{115 \cdot 50 \cdot \text{mm}^2}{\sqrt{0,06 \cdot s}} = 23,5 \cdot \text{kA} \Rightarrow \text{Verifica}$$

El conductor instalado verifica la condición de corriente de cortocircuito.

Verificación por caída de tensión.

$$V = \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot L \cdot I_n = \sqrt{3} \left(0,245 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,85 + 0,115 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,526 \right) \cdot 0,05 \cdot \text{km} \cdot 350 \cdot \text{A}$$

$$V = 8,14 \cdot \text{V}$$

$$\Delta V = 0,0246\% \Rightarrow \text{Verifica}$$

Cable Retenax CU 33 kV - Categoría I

Datos Eléctricos

Sección nominal mm ²	Corriente admisible para cables en aire (unipolares) A	Corriente admisible para cables en aire (tripolares) A	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares) A	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares) A	Resistencia a 90°C y 50 Hz ohm/km	Reactancia a 50 Hz (unipolares) ohm/km	Reactancia a 50 Hz (tripolares) ohm/km
50	245	195	230	200	0,493	0,231	0,132
70	305	240	280	240	0,341	0,220	0,125
95	370	290	330	290	0,246	0,210	0,118
120	420	325	375	325	0,195	0,240	0,114
150	475	370	420	365	0,158	0,199	0,110
185	545	410	470	405	0,126	0,193	0,106
240	635	500	540	485	0,0961	0,186	0,102
300	720	575	605	550	0,0766	0,180	0,0985
400	825	-	685	-	0,0599	0,174	-

1.2.3. Cable de Acometida a barra de 13,2 kV.

La misma se calculará para prever posibles ampliaciones, por lo cual se utilizarán conductores que sean capaces de transportar una potencia de 30000 kVA, que es la potencia nominal del transformador.

$$I_c = \frac{30000 \cdot kVA}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \cdot kV} = 1312 \cdot A$$

Características del conductor:

Fabricante: PRYSMIAN.

Modelo: RETENAX MT.

Tipo: Unipolar.

Aislamiento: XLPE.

Categoría: II

Tensión nominal: 13,2 kV

Material conductor: Cobre

Tendido: Subterránea en canales.

Longitud: 50 m

Sección: 2 x 240 mm²

Corriente nominal: 540 A

Resistencia: 0,0961 Ω/km

Reactancia: 0,182 Ω/km

El conductor instalado no verifica la condición de corriente admisible, por lo que se selecciona un conductor de mayor sección.

Sección: 2 x 500 mm²

Corriente nominal: 755 A

Resistencia: 0,046 Ω/km

Reactancia: 0,165 Ω/km

El cable verifica la condición de corriente admisible.

Verificación por cortocircuito.

En las barras de 13,2 kV del transformador se tienen los siguientes valores de cortocircuito:

$$I_k'' = 9,62 \cdot kA$$

$$\chi = 1,6$$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot \chi \cdot I_k'' = 1,25 \cdot 5,13 \cdot kA = 21,77 \cdot kA$$

$$I_{adm} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{115 \cdot 500 \cdot mm^2}{\sqrt{0,06 \cdot s}} = 234 \cdot kA \Rightarrow \text{Verifica}$$

El conductor instalado verifica la condición de corriente de cortocircuito.

Verificación por caída de tensión.

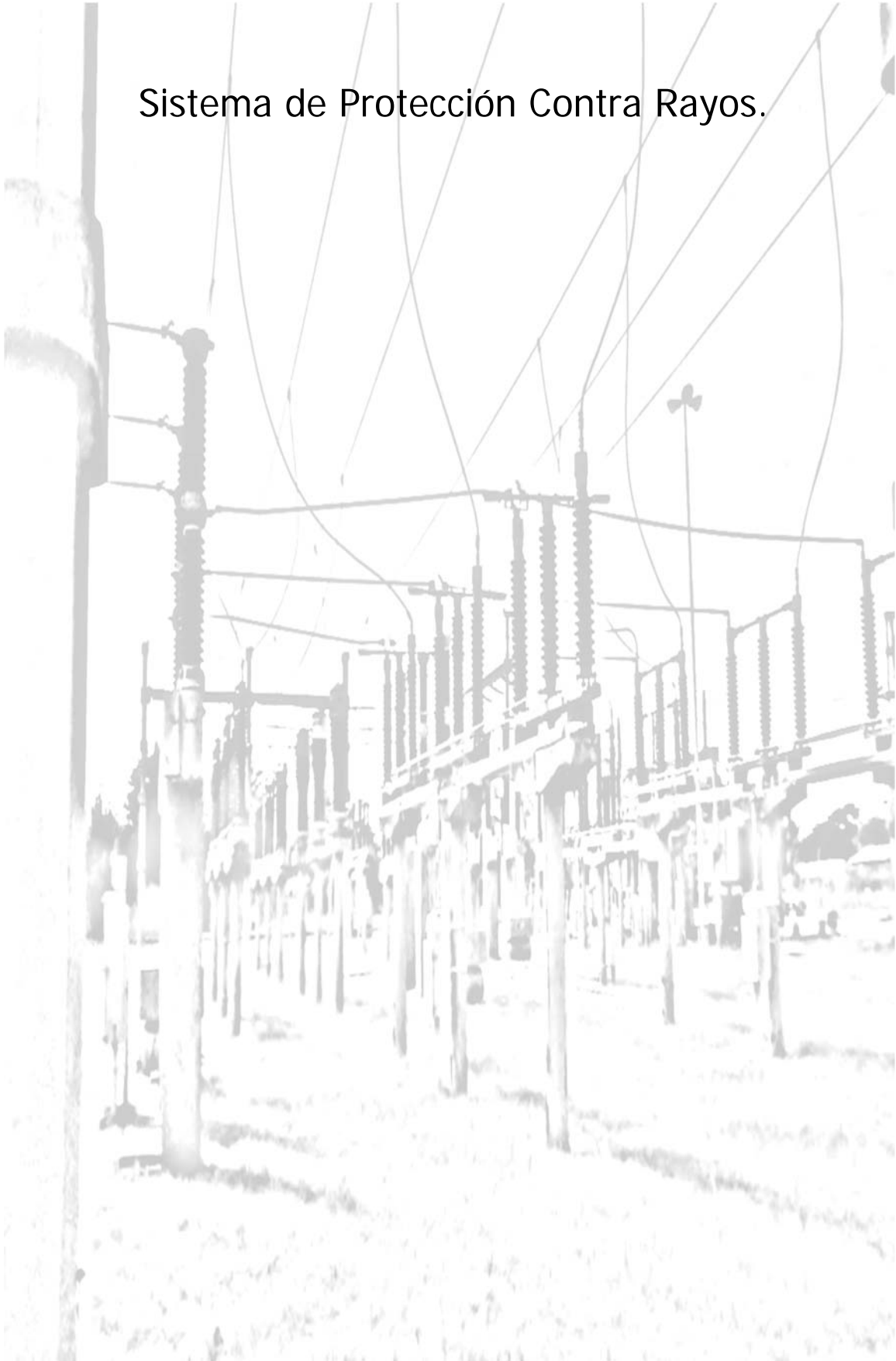
$$V = \sqrt{3}(R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot L \cdot In = \sqrt{3}(0,023 \frac{\Omega}{km} \cdot 0,85 + 0,085 \frac{\Omega}{km} \cdot 0,526) \cdot 0,05 \cdot km \cdot 1312 \cdot A$$

$$V = 7,3 \cdot V$$

$$\Delta V = 0,05\% \Rightarrow \text{Verifica}$$

Cable Retenax CU 13,2 kV							
Datos Eléctricos							
Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm ²	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
25	175	135	165	145	0,926	0,245	0,132
35	205	155	195	170	0,668	0,235	0,122
50	245	190	230	200	0,493	0,226	0,116
70	305	230	280	240	0,341	0,216	0,110
95	370	280	335	290	0,246	0,206	0,101
120	425	320	380	330	0,195	0,200	0,104
150	475	360	420	365	0,158	0,195	0,0976
185	545	415	470	410	0,126	0,189	0,0946
240	640	485	540	475	0,0961	0,182	0,0911
300	730	550	610	535	0,0766	0,176	0,0883
400	835	640	685	615	0,0599	0,171	0,0853
500	940	-	755	-	0,0466	0,165	-

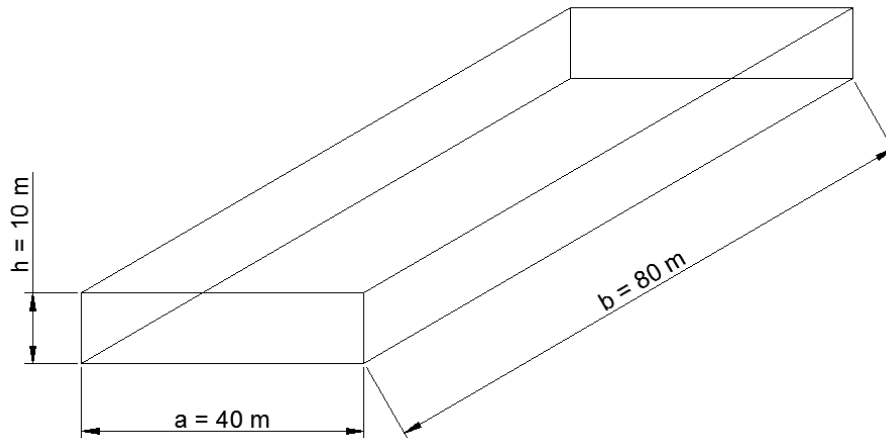
Sistema de Protección Contra Rayos.



1.1. DETERMINACIÓN DEL SPCR.

Calculo del SPCR según normas IRAM 2184-1-1* e IRAM 2184-1

La estructura a proteger tiene las siguientes dimensiones:

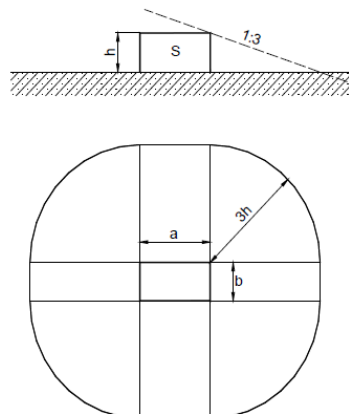


Determinación de A_e (área colectora equivalente de la estructura).

Se entiende por área colectora equivalente de la estructura a un área de superficie del suelo con la misma cantidad de rayos anuales directos que la estructura.

En el caso de las estructuras aisladas (nuestro caso), el área colectora equivalente A_e es el área encerrada por una línea límite obtenida a partir de la intersección entre la superficie del suelo y una línea recta con una inclinación de 1:3 que va de las partes superiores de la estructura (toca allí) y gira alrededor de ella.

Ejemplo de Área Equivalente



$$A_{C_{eq}} = a \cdot b + 6h(a + b) + 9 \cdot \pi \cdot h^2$$

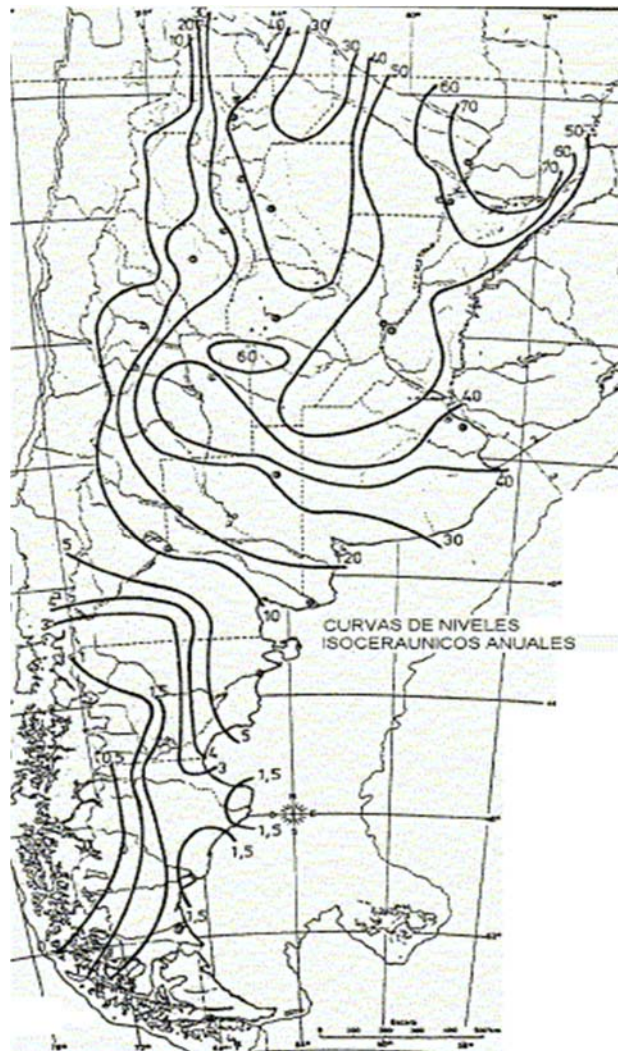
$$A_{C_{eq}} = 40 \cdot 80 + 6 \cdot 10(40 + 80) + 9 \cdot \pi \cdot 10^2$$

$$A_{C_{eq}} = 13227,5 \text{ m}^2$$

Determinación de N_g (densidad anual de rayos que caen a tierra en la región donde se encuentra la estructura).

$$N_g = 0.04 \cdot T_d^{5/4}$$

T_d : Cantidad de días de tormentas eléctricas por año obtenidas a partir de mapas isoceráunicos.



Del mapa isoceráunico obtenemos para la zona de Concordia: $T_d = 50$

$$N_g = 0.04 \cdot 50^{5/4}$$

$$N_g = 5,31 \left[\frac{\text{rayos}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$$

Determinación de N_d (cantidad promedio de rayos que caen anualmente directamente sobre la estructura).

$$N_d = N_g * A_{c_{eq}} \cdot 10^{-6}$$

$$N_d = 5,31 * 13227,5 \cdot 10^{-6}$$

$$N_d = 0,0702 \left[\frac{\text{rayos directos}}{\text{año}} \right]$$

Para la determinación del N_d también se puede emplear el método según las normas francesas NF C 17-100 (1997:12) y europea ENV 61024-1 (1995) del siguiente modo:

$$N_d = C_1 \cdot N_g \cdot A_e \cdot 10^{-6} \left[\frac{\text{rayos} \cdot \text{directos}}{\text{año}} \right]$$

C_1 : Coeficiente ambiental que rodea a la estructura considerada.

Determinación de E_c (eficiencia del SPCR) y del nivel de protección.

$$E_c \geq 1 - \frac{N_c}{N_d}$$

N_c : Cantidad anual de rayos que se acepta que caigan sobre la estructura.

N_c se calcula con la fórmula siguiente:

$$N_c = \frac{2,243 \cdot 10^{-3}}{C} \cdot \left[\frac{\text{rayos} \cdot \text{aceptados}}{\text{año}} \right]$$

Donde $C = C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5$

- Coeficiente C_2 de evaluación del tipo de construcción de la estructura:

Estructura común con techado común $\Rightarrow C_2 = 1$

- Coeficiente C_3 de evaluación del contenido de la estructura:

Contenido de valor común o normalmente inflamable $\Rightarrow C_3 = 1$

- Coeficiente C_4 de evaluación de la ocupación de la estructura:

Estructura normalmente ocupada $\Rightarrow C_4 = 1$

- Coeficiente C_5 de evaluación de las consecuencias de un impacto de rayo sobre el extremo:

Sin necesidad de continuidad en el servicio y con alguna consecuencia sobre el entorno \Rightarrow
 $C_5 = 1$

$$C = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \quad \Rightarrow \quad C = 1$$

$$N_c = \frac{2,243 \cdot 10^{-3}}{1} \quad \Rightarrow \quad N_c = 2,243 \cdot 10^{-3} \cdot \left[\frac{\text{rayos} \cdot \text{aceptados}}{\text{año}} \right]$$

Como $N_c < N_d$ se debe colocar un SPCR con el siguiente nivel de protección:

$$E_c = 1 - \frac{2,243 \cdot 10^{-3}}{0,0702}$$

$$E_c = 0,968$$

Con el valor de E_c calculado ingresamos a la tabla siguiente y obtenemos el nivel de protección de la instalación.

Tabla 3 – Relación entre niveles de protección y eficiencia

Niveles de protección	Eficiencia E del sPCR
I + Medidas complementarias (*)	$E > 0,98$
I	$0,95 < E \leq 0,98$
II	$0,90 < E \leq 0,95$
III	$0,80 < E \leq 0,90$
IV	$0 < E \leq 0,80$

Por tabla se adopta el nivel de protección I ($0,95 < E \leq 0,98$).

Con el nivel de protección I ingresamos en la tabla siguiente y obtenemos el radio de la esfera.

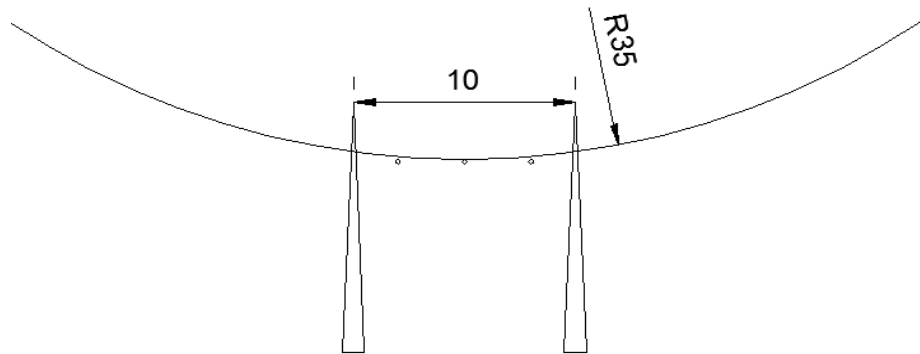
Valores máximos del radio de la esfera rodante según el nivel de protección

Nivel de Protección	Radio de la Esfera (r_{sc}) [m]
Nivel I	35
Nivel II	40
Nivel III	50
Nivel IV	55

El radio de la esfera obtenido es: $R = 35$ m.

Determinación de la ubicación del dispositivo captor por el método de la esfera rodante.

Los captores (hilos de guardia) se colocarán en la cima de las columnas de los pórticos y en columnas individuales de hormigón armado. Con lo cual, para determinar la altura mínima en que se colocarán los captores tomaremos en cuenta el ancho de los pórticos (distancia entre columnas).



Por Pitágoras:

$$(35 - h)^2 + 5^2 = 35^2$$

$$h = 0,359 \text{ m}$$

En conclusión, para que la instalación se encuentre protegida, los captores (hilos de guardia) deberán ser colocados 0,359 m por encima de los conductores (barras) como mínimo. Para mayor seguridad de la instalación, los captores se ubican a 2 m por encima de los conductores, con lo cual la instalación queda con un mayor margen de protección.

VER PLANO N° 11: VERIFICACIÓN DE UBICACIÓN DE HILOS DE GUARDIA MEDIANTE EL MÉTODO ESFERA RODANTE.

Cálculo de la malla de Puesta a Tierra de la ET.





1. MALLA DE PAT.

El equipamiento de alta tensión deberá ser especificado de acuerdo con las normas internacionales IEC o ANSI y a las especificaciones particulares que se fijen en cada caso. En lo siguiente se incluye un listado de Especificaciones Técnicas que cubren los aspectos particulares de cada

1.1. Generalidades de la malla de PAT.

En el diseño de Puesta a Tierra de la Estación Transformador se tiene por objeto obtener una solución económica que a la vez mantenga el nivel de calidad y confiabilidad del resto de las instalaciones del Sistema.

El diseño de la malla de puesta a tierra será optimizado teniendo presentes dos aspectos fundamentales:

- Se trata de un sistema de seguridad y protección para personas y equipos y que se encuentra enterrado, lo que dificulta la detección de daños.
- Tiene un alto costo de renovación en caso de deterioro u obsolescencia.

Por lo tanto, en el diseño y selección de materiales debe priorizarse la confiabilidad y perdurabilidad de la instalación.

1.1.2. Resistividad del terreno.

Las estimaciones de la resistividad basadas en una clasificación de suelos son insuficientes para el diseño. Por lo tanto, deberán efectuarse mediciones en varios puntos del predio que ocupará la estación para conocer sus características geoelectricas.

Raramente se encuentran terrenos en los que la resistividad sea uniforme en toda el área y a una considerable profundidad. Típicamente, se encontrarán varias capas de diferente resistividad. El número de lecturas a efectuar deberá ser mayor cuanto mayor sea la dispersión, especialmente si los valores encontrados son muy altos. Se deberán determinar valores para diez puntos singulares de la playa a desarrollar como mínimo.

Deberá obtenerse información sobre temperatura y humedad del suelo al tiempo de la medición. Esta última tiene decisiva influencia en el valor de la resistividad.

Será conveniente realizar las mediciones con el terreno seco, por lo menos a una semana después de la última lluvia.

Por su influencia sobre la humedad permanente, el dato climático más importante es el del nivel de precipitaciones anuales.

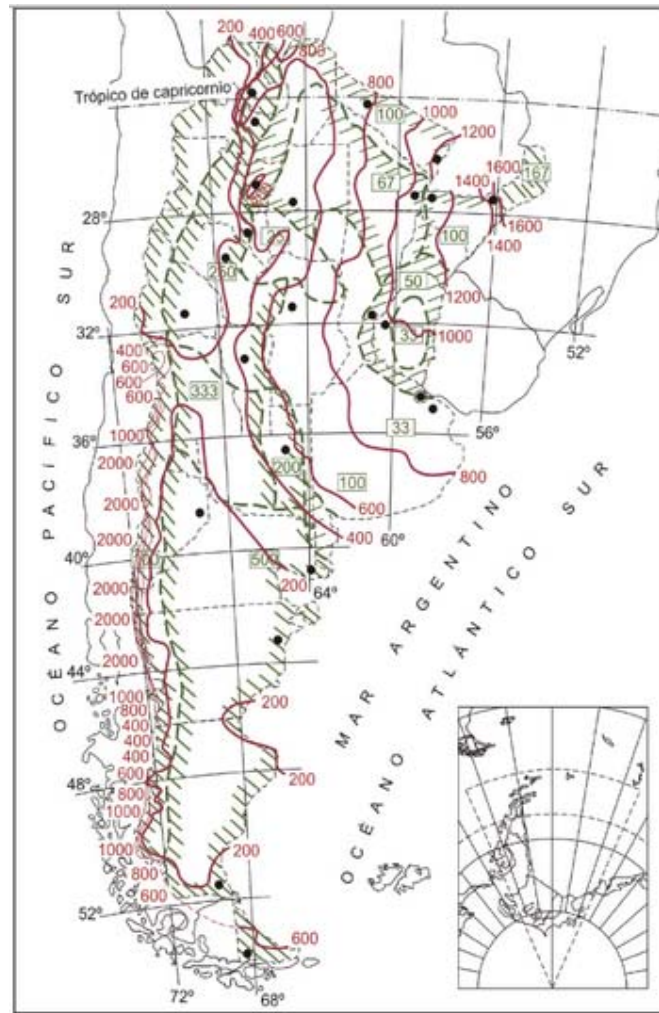
Los resultados a obtener del estudio geoelectrico, en cada uno de los puntos estudiados, deberán ser los siguientes:

- Valores de resistividad en las distintas capas.
- Espesor de cada capa.

Todas las instalaciones de la red nacional se diseñarán con una cubierta de piedra partida en las playas intemperie.

Por lo tanto, la resistividad de la capa superficial artificial (ρ_s) resulta notablemente aumentada al cubrir el suelo con una capa de piedra partida.

A continuación se muestra un mapa de territorio argentino, donde se indican los valores de resistividad eléctrica del terreno y las isohietas, es decir, las líneas geográficas de igual precipitación media anual.



1.1.3. Sección mínima del conductor de tierra.

La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada en función de la corriente máxima previsible de falla, con la metodología desarrollada en la Sección 9 de la IEEE Std. 80.

No obstante, en el diseño de la red se ha mantenido, basado en un criterio de prevención de los daños producidos por corrosión, como sección mínima 50 mm².

Además, para el caso de **suelos agresivos para el cobre**, el diseño deberá contemplar un estudio de la reducción de la sección durante la vida útil de la malla.

1.1.4. Geometría de la red.

La geometría de la red de puesta a tierra deberá adaptarse a la ubicación en planta del equipamiento de la playa intemperie, tendiéndose los conductores en los corredores entre filas de los equipos, al costado de las bases.

Los espaciamientos típicos de los conductores de la red están entre 5m y 15 m, mientras que la profundidad normal es de 0,80 m.

El diámetro de los conductores normalmente empleados está entre 50 mm² y 250 mm² y tiene un efecto despreciable en el "potencial de malla".

El área de la playa intemperie es el factor individual geométrico determinante en la resistencia de dispersión de la red. Cuanto mayor sea dicho área, menor será la resistencia y en consecuencia menor la elevación de potencial y por ende el "potencial de malla".

1.1.5. Materiales para la red de PAT.

En la elección de los materiales de puesta a tierra, deberá considerarse su resistencia a la corrosión en distintos medios y su compatibilidad para conectarse en las uniones de conductores y jabalinas o conductores y estructuras u otros.

En las estaciones transformadoras, por razones de confiabilidad, se usarán conductores de cobre (eventualmente, aunque menos recomendable, conductores de acero-cobre) y jabalinas de acero-cobre.

Los materiales a utilizar deberán ajustarse a las normas que se detallan a continuación:

- :: Jabalina cilíndrica de acero-cobre y sus accesorios: Norma IRAM 2309.
- :: Soldadura cuproaluminotérmica: Norma IRAM 2315.
- :: Conductores de Cobre desnudos: Norma IRAM 2004.
- :: Conductores de Cobre recubiertos con PVC: Norma IRAM 2143.
- :: Conductores de Acero recubiertos en cobre cableados en capas concéntricas: Norma IRAM 2467.
- :: Alambres de Acero recubiertos de cobre trefilado duro: Norma IRAM 2466.
- :: Alambres de Acero-Cobre: Norma ASTM B-227
- :: Código de práctica para Puesta a tierra de Sistemas Eléctricos:
Norma IRAM 2281:
 - Parte I: Consideraciones generales.
 - Parte II: Guía de mediciones de magnitudes de puesta a tierra (resistencia, resistividades y gradientes).
 - Parte IV: Centrales, subestaciones y redes.



1.2. Consideraciones constructivas y de montaje.

1.2.1 Fundaciones.

En las fundaciones, previo al hormigonado, deberán instalarse caños plásticos de diámetro mínimo 25 mm para el pasaje de los conductores de interconexión entre la malla de puesta a tierra y los equipos. Todos los cables de conexión deberán quedar protegidos para evitar que puedan ser dañados. Todos los bulones de conexión deberán ser accesibles para inspección. Todas las armaduras de las fundaciones tendrán continuidad eléctrica mediante soldadura y serán conectadas a la malla de tierra mediante un chicote.

1.2.2. Malla de PAT y conexiones.

Al margen de las necesidades específicas relativas a la resistividad del terreno y a las tensiones de paso y de contacto, la cuadrícula de la malla de tierra se densificará mediante el agregado de ramas adicionales en las proximidades de las estructuras aporricadas de retención de barras e hilo de guardia, los transformadores de medida, descargadores de sobretensión y capacitores de acoplamiento para el sistema de onda portadora.

Las bajadas para conexión a la malla deberán ser conectadas, con la mínima longitud posible, a dos de los lados de la cuadrícula que rodean los pórticos y/o estructura soporte de equipo. Cada conexión deberá hacerse lo más cercana a los cruces de la malla. La sección de los cables de bajada deberá ser igual a la sección del cable de la malla de tierra.

Todas las conexiones de la malla deberán ser ejecutadas mediante soldadura exotérmica y las conexiones a equipos y estructuras mediante terminales y bulones.

Los descargadores de sobretensión, los transformadores de tensión y los neutros de los transformadores de potencia deberán estar conectados, además de su vinculación a la malla, a jabalinas con cámara de inspección.

Los descargadores deberán conectarse a la red de tierra de forma tal que las corrientes que drenen no afecten la zona de puesta a tierra de aparatos fuentes de señal (TC, TV, capacitores de acople).

La puesta a tierra del neutro de los secundarios de los transformadores de medida deberá ser realizada en la caja de conjunción de cada terna de transformadores.

1.2.3. Canales para cables.

Los canales para el tendido de cables llevarán a lo largo, como mínimo, un conductor de la misma sección que la malla de puesta a tierra, al que se conectarán todos los soportes metálicos colocados dentro de los canales.

Dicho conductor deberá ser conectado a la malla de puesta a tierra cada 20 m como máximo.

1.2.4. Cables.

Los blindajes de los cables deberán ser conectados a tierra en ambos extremos de cada tramo con conexiones lo más cortas posibles, con las siguientes excepciones:

- Cables para el envío de señales de muy bajo nivel (por ejemplo termorresistencias o termocuplas), cuyo blindaje deberá ser conectado a tierra en un solo extremo, (el que corresponda al instalado en el edificio). Estos cables deberán, además, conducirse por cañería o por bandeja apantallante puesta a tierra cada 20 m.
- Cables provenientes de transductores del tipo doble apantallado; la pantalla interior, cinta de material no magnética, deberá ser conectada a tierra en un solo extremo (lado RTU, donde se receptiona la señal), en tanto que la pantalla exterior, malla de cobre, deberá ser conectada a tierra en ambos extremos.
- Cables provenientes de capacitores de acoplamiento de onda portadora, cables triaxiales, que además de los anteriores, su blindaje externo se conectará a tierra en ambos extremos.

En todos los casos, el blindaje de los cables deberá ser conectado mediante un collar de cobre soldado a aquél y de la misma sección.

Todos los conductores libres de cables multifilares deberán ser conectados a tierra en ambos extremos.

Los blindajes de los cables provenientes de la playa de alta tensión, deberán ser conectados a tierra, a la entrada de los edificios, pudiendo luego proseguir y transitar en proximidad de otros circuitos y de aparatos electrónicos.

1.2.5. Edificios.

Las armaduras de edificios serán puestas a tierra con igual criterio que las fundaciones de playa. Igualmente, todas sus partes metálicas, aberturas, cabriadas, etc. deberán ser conectadas a la malla de puesta a tierra. De acuerdo con las dimensiones, se las vinculará en uno o más puntos.

Las partes móviles deberán estar vinculadas a las partes fijas mediante cintas flexibles.

Los canales interiores para cables llevarán un conductor de puesta a tierra similar al de los exteriores igualmente vinculado a la malla de puesta a tierra.

Todos los canales sobre los cuales se instalan tableros deberán estar recorridos por una pletina de cobre de sección mínima 120 mm² y a una distancia de 10 cm por debajo del nivel de montaje de tableros. Este colector se unirá regularmente a la malla de puesta a tierra y, al mismo, deberán ser conectados los siguientes elementos:

- Los blindajes de los conductores, separados al pie de los tableros.
- Los conductores de reserva de los cables multifilares indicados en el párrafo respectivo.
- Los bastidores o estructuras de los tableros y/o de los equipos móviles instalados en él.

Los locales donde se instale equipamiento electrónico deberán estar provistos de un plano de tierra equipotencial, compuesto por una hoja de cobre continuo sobre todo el piso, con un espesor aproximado 0.1 mm o cinta de cobre 100 x 1 mm en configuración mallada, dependiendo del número y posición de los aparatos, instalada por ejemplo bajo el falso piso. Dicho plano de tierra constituirá el colector de la puesta a tierra funcional y de seguridad, para todos los aparatos electrónicos instalados, de clase 2 kV.

El plano de tierra deberá ser conectado a una única toma de tierra que llegue a la malla de tierra mediante conexión de sección adecuada. Dicha conexión, si es de longitud superior a algunos metros, deberá ser de tipo blindado, debiendo ser dicho blindaje conectado a tierra, sólo del lado de la malla de tierra.

Las tierras de los aparatos deberán conectarse al mencionado plano de tierra equipotencial, en modo radial, cada una con conexión propia de mínima longitud.



Todos los aparatos no electrónicos (otras alimentaciones y servicios como la instalación de acondicionamiento de aire, etc.), deberán conectarse a la toma de tierra utilizando conexiones independientes de las anteriores.

1.2.6. Estructuras.

En las estructuras metálicas, deberá asegurarse la continuidad, para permitirles actuar como conductor de puesta a tierra y deberán preverse los agujeros necesarios para la colocación de los bulones de conexión a la malla de puesta a tierra.

La puesta a tierra de funcionamiento de los seccionadores, transformadores de medida, capacitores de acoplamiento, deberá ser realizada mediante cables o pletinas de cobre de sección igual a la de la malla.

1.2.7. Cerco perimetral.

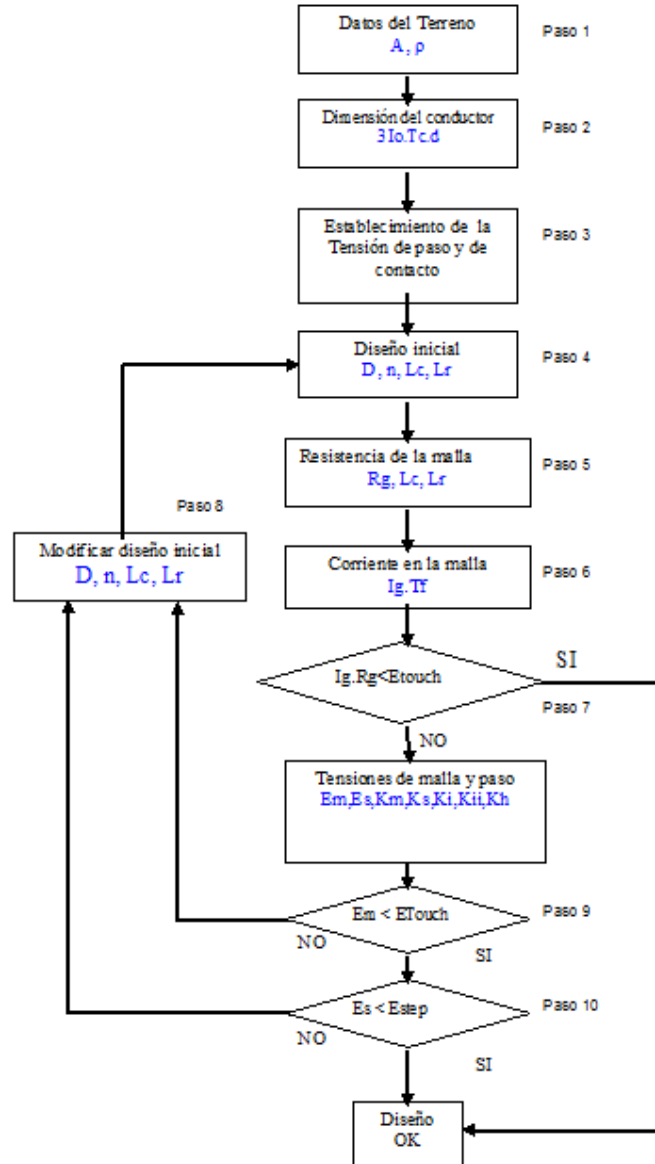
El cerco perimetral de acero cincado deberá conectarse a la red de puesta a tierra mediante conductores de cobre o acero-cobre. La conexión se efectuará con conectores de acero cincado o aluminio bifilares bimetálicos.

La malla de PAT deberá extenderse hacia fuera, mediante los conductores necesarios, para controlar la tensión de contacto en la parte exterior del cerco.

Se garantizará que todas y cada una de las secciones del cerco perimetral se encuentren conectadas a la red de tierra. Las puertas se conectarán al cerco mediante cintas flexibles de cobre estañado.

1.3. Metodología de cálculo según IEEE 80 (versión 2000).

Los cálculos y el diseño general del sistema de puesta a tierra del campo en la E.T. Gualeguay se hicieron según las recomendaciones de la IEEE Std 80 – 2000.



1.3.1. Paso 1: Datos del terreno.

Para el diseño de la malla de PAT se tiene en cuenta los siguientes datos de partida característicos del sistema y del terreno en cuestión:

- Esquema unifilar de la estación y del sistema cercano.
- Diseño básico de la estación transformadora o playa de maniobras.
- Líneas que lo vinculan con el sistema.
- Características constructivas.
- Ubicación de la EE.TT.
- Potencia de cortocircuito máxima sobre la EE.TT.
- Configuración.
- Tiempo de operación para el despeje de fallas.
- Resistividad del terreno.

Referencias:

- :: Corriente de falla a tierra (I_f).
- :: Factor de incremento de corriente de falla durante la vida de la EE.TT (C_p).
- :: Factor de distribución de corriente (S_f).
- :: Factor de capacidad térmica (T_{cap}).
- :: Sección del conductor adoptado (A_{ca}).
- :: Temperatura máxima admisible en el conductor (T_m).
- :: Temperatura ambiente (T_a).
- :: Temperatura de referencia de las constantes del conductor (T_r).
- :: Coeficiente térmico de resistividad a T_r (α_r).
- :: Coeficiente térmico de resistividad a 0°C (α_0).
- :: Tiempo de circulación de la falla I_f (t_c).
- :: Resistividad del conductor a temperatura T_r (ρ).
- :: Espesor de la capa superficial de roca partida (H_s).
- :: Resistividad media del terreno a profundidad H (ρ_1).
- :: Resistividad media de la capa superficial (ρ_s).
- :: Tiempo shock eléctrico para determinada I_{adm} en persona (t_s).
- :: Peso de persona promedio (G).
- :: Ancho de la grilla de puesta a tierra (A_g).
- :: Largo de la grilla de puesta a tierra (L_g).
- :: Número de cuadrícula según eje A_g (n_i).
- :: Número de cuadrícula según eje L_g (n_a).
- :: Distancia media entre conductores paralelos sobre Eje L_g (D_1).
- :: Distancia media entre conductores paralelos sobre Eje A_g (D_2).
- :: Numero de jabalinas utilizadas (N_j).
- :: Longitud promedio de jabalina utilizada (L_j).
- :: Resistividad del terreno a profundidad de la jabalina (ρ_j).
- :: Espesor de la capa superior de resistividad ρ_1 (H).
- :: Profundidad media de la implantación de la grilla (h).
- :: Tiempo despeje de la falla (t_f).

1.3.2. Paso 2: Verificación de la sección del conductor utilizado.

La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada en función de la corriente máxima previsible de falla con la metodología desarrollada en la norma.

$$A_c = \frac{I_f}{\sqrt{\left(\frac{Tcap \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$$

El conductor utilizado en la malla de PAT es un conductor comercial de cobre duro.

Table 1 – Material constants

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_o at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

La corriente de falla monofásica en barras de 132 kV es de 2,36 kA y la corriente de falla monofásica en barras de 33 kV es de 3,63 kA, sin embargo justificando futuros aumentos de la potencia de cortocircuito del sistema se dimensionará para una corriente de falla monofásica de $I_f = 10$ kA.

El tiempo de circulación de la falla es: $t_c = 1$ s.

El coeficiente térmico a la temperatura de referencia de la constante del material conductor es:

$$\alpha_r = 0,00381 [1/^\circ\text{C}].$$

El coeficiente térmico de resistividad a 0 °C es:

$$\alpha_0 = 0,004132 [1/^\circ\text{C}].$$

La resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia es:

$$\rho_r = 1,78 [\mu.\Omega.cm].$$

El factor de capacidad térmica del material conductor es:

$$T_{cap} = 3,42 [J/cm^3.\text{°C}].$$

La temperatura máxima admisible del conductor es:

$$T_m = 250 \text{ °C}.$$

La temperatura ambiente es:

$$T_a = 40 \text{ °C}.$$

$$K_o = \frac{1}{\alpha_0} = 242 \text{ °C}$$

$$A_c = \frac{I_f}{\sqrt{\left(\frac{T_{cap} \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$$

$$A_c = \frac{10. kA}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \frac{J}{cm^3 \cdot \text{°C}} \cdot 10^{-4}}{1s \cdot 0,00381 \frac{1}{\text{°C}} \cdot 1,78\mu.\Omega.cm}\right) \cdot \ln\left(\frac{242 \text{ °C} + 250 \text{ °C}}{242 \text{ °C} + 40 \text{ °C}}\right)}} = 59,67 \text{ mm}^2$$

Para nuestro caso, basados en un criterio de prevención de los daños producidos por corrosión y por agentes mecánicos, adoptamos como sección nominal 70 mm² (Es la sección de la barra en la malla de PAT instalada en la ET).

La densidad de corriente que circulara por los conductores de tierra, en caso de falla será

$$\delta = \frac{I_f}{A_c} = \frac{10000 A}{70 \text{ mm}^2} = 143 \frac{A}{\text{mm}^2} < 160 \frac{A}{\text{mm}^2}$$

La densidad de corriente es menor a la máxima densidad de corriente permitida en los conductores de puesta a tierra.

1.3.3. Paso 3: Cálculo de las tensiones de paso (E_{step}) y de contacto (E_{touch}) admisibles.

La seguridad de una persona consiste en evitar que absorba una cantidad crítica de energía antes de que la falla sea despejada por los dispositivos de protección. Las máximas tensiones de cualquier circuito accidental no deberán exceder los límites que se establecen a continuación.

Asumimos que las resistencias de contacto de pies y manos son iguales a cero (es decir, que se supone que la persona no lleva zapatos ni guantes) y que la resistencia del cuerpo humano, tanto entre mano-ambos pies como mano-mano y pie-pie, se representa con un valor de 1000Ω .

Se dispondrá como recubrimiento superficial una capa de roca partida, $h_s = 0,15 \text{ m}$ cuya resistividad se asume de $\rho_s = 3500 \Omega \cdot \text{m}$. De los datos obtenidos en el correspondiente estudio de suelos de la zona, se adopta un valor de la resistividad media para una capa de terreno de espesor $H = 1 \text{ m}$ de $\rho_1 = 50 \Omega \cdot \text{m}$

Se considera una resistividad a L_j (longitud de la jabalinas) de $\rho_j \approx 30 [\Omega \cdot \text{m}]$

El factor de reducción C_s se obtiene mediante la ecuación 27 Pág. 23 de la norma.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0,09} = 0,773$$

La resistencia de los pies en serie es:

$$R_{2fs} = 6 \cdot \rho_s \cdot C_s = 16233 \Omega$$

La resistencia de los pies en paralelo es:

$$R_{2fp} = 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s = 4058 \Omega$$

La resistencia del cuerpo humano es:

$$R_B = 1000 \Omega$$

La constante empírica relacionada con la energía tolerada en un shock eléctrico para una persona de 70 kg de peso es:

$$S_{B70} = 0,02465$$

Tiempo shock eléctrico para una persona es:

$$t_s = 1 \text{ s}$$

La magnitud RMS máxima de la corriente a través del cuerpo para una persona de 70 kg de peso es:

$$I_B = \frac{\sqrt{S_{B70}}}{\sqrt{t_s}} = 0,157 \text{ A}$$

La tensión de paso máxima admisible es:



$$E_{step} = (R_B + R_{2fs}) \cdot I_B = 2706 \text{ V}$$

La tensión de contacto máxima admisible es:

$$E_{touch} = (R_B + R_{2fp}) \cdot I_B = 794 \text{ V}$$

1.3.4. Paso 4: Geometría de la malla de PAT (datos de la malla de PAT instalada en la ET).

Profundidad de la malla de PAT: $h = 0,8 \text{ m}$

Ancho de la malla de PAT: $A_g = 80 \text{ m}$

Largo de la malla de PAT: $L_g = 96 \text{ m}$

Sección de los conductores de la malla de PAT: $A_C = 70 \text{ mm}^2$

Diámetro de los conductores de la malla de PAT: $d = 9,44 \text{ mm}$

Longitud de las jabalinas colocadas en la malla: $L_j = 3 \text{ m}$

Diámetro de las jabalinas colocadas en la malla: $d_j = 19 \text{ mm}$

La malla presenta cuadrículas cuadradas.

Distancia entre conductores de la malla de PAT: $D = 8 \text{ m}$

Número de conductores paralelos a la dirección del largo de la malla:

$$N_{Lg} = \frac{A_g}{D} + 1 = \frac{80 \text{ m}}{8 \text{ m}} + 1 = 11 \text{ conductores}$$

Número de conductores paralelos a la dirección del ancho de la malla:

$$N_{Ag} = \frac{L_g}{D} + 1 = \frac{96 \text{ m}}{8 \text{ m}} + 1 = 13 \text{ conductores}$$

Numero de jabalinas:

$$N_j = 10 \text{ jabalinas}$$

La longitud total de conductor enterrado para la malla es:

$$L_C = N_{Lg} \cdot L_g + N_{Ag} \cdot A_g = 11 \cdot 96 \text{ m} + 13 \cdot 80 \text{ m} = 2096 \text{ m}$$

La longitud equivalente de las jabalinas es:

$$L_{eqj} = N_j \cdot L_j = 10 \cdot 3 \text{ m} = 30 \text{ m}$$

La longitud total equivalente de conductor enterrado es:

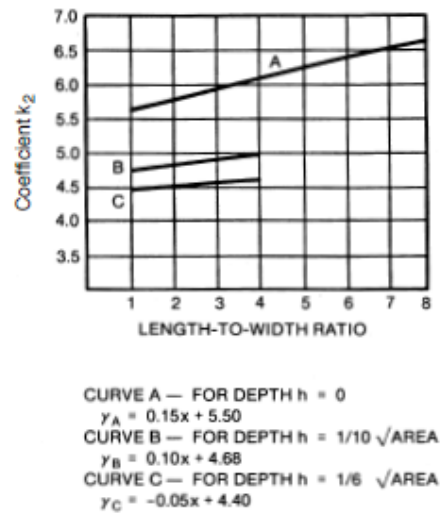
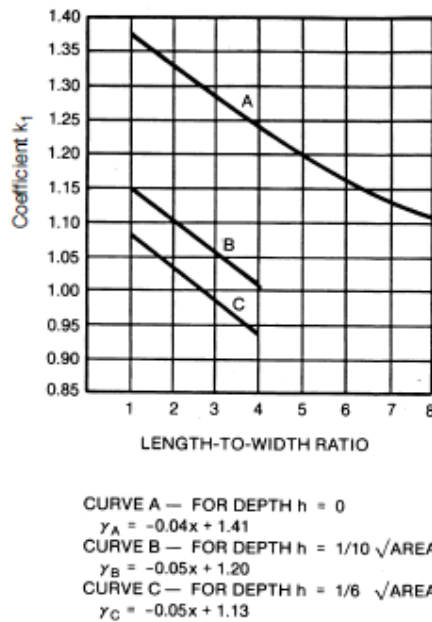
$$L_T = L_C + L_{eqj} = 2096 \text{ m} + 30 \text{ m} = 2126 \text{ m}$$

El área cubierta por la malla de PAT es:

$$A = A_g \cdot L_g = 80 \text{ m} \cdot 96 \text{ m} = 7680 \text{ m}^2$$

1.3.5. Paso 5: Cálculo de resistencia de malla (R_g).

Obtención de los coeficientes k_1 y k_2 , para la fórmula de Schwarz's.



La relación largo-ancho de la malla es:

$$\frac{L_g}{A_g} = \frac{96 \text{ m}}{80 \text{ m}} = 1,2 \text{ m}$$

Como $\frac{1}{10} \cdot \sqrt{A} = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{7680 \text{ m}^2} = 8,76 \text{ m} \gg h = 0,8 \text{ m}$ debemos utilizar las curvas A o sus respectivas ecuaciones.

$$K_1 = -0,04 \cdot x + 1,41 = -0,04 \cdot 1,2 + 1,41 = 1,362$$

$$K_2 = 0,15 \cdot x + 5,5 = 0,15 \cdot x + 5,5 = 5,68$$

La resistividad equivalente para las jabalinas es:

$$\rho_a = \frac{L_j \cdot \rho_1 \cdot \rho_j}{\rho_j \cdot (H - h) + \rho_1 (L_j + h - H)} = \frac{3 \text{ m} \cdot 50 \Omega \text{ m} \cdot 30 \Omega \text{ m}}{30 \Omega \text{ m} \cdot (1 \text{ m} - 0,8 \text{ m}) + 50 \Omega \text{ m} (3 \text{ m} + 0,8 \text{ m} - 1 \text{ m})}$$

$$\rho_a = 30,82 \Omega \text{ m}$$

La resistencia de tierra de la red de malla es:

$$R_1 = \frac{\rho_1}{\pi \cdot L_C} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot L_C}{\sqrt{d \cdot h}} \right) + K_1 \left(\frac{L_C}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right]$$

$$R_1 = \frac{50 \Omega m}{\pi \cdot 2096 m} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 2096 m}{\sqrt{0,00944 m \cdot 0,8 m}} \right) + 1,362 \left(\frac{2096 m}{\sqrt{7680 m^2}} \right) - 5,68 \right]$$

$$R_1 = 0,2859 \Omega$$

La resistencia de tierra de todas las jabalinas es:

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2\pi \cdot N_j \cdot L_j} \left[\ln \left(\frac{8 \cdot L_j}{d_j} \right) - 1 + 2 \cdot K_1 \left(\frac{L_j}{\sqrt{A}} \right) \cdot \left(\sqrt{N_j} - 1 \right)^2 \right]$$

$$R_2 = \frac{30,82 \Omega m}{2\pi \cdot 10 \cdot 3 m} \left[\ln \left(\frac{8 \cdot 3 m}{0,019 m} \right) - 1 + 2 \cdot 1,362 \left(\frac{3 m}{\sqrt{7680 m^2}} \right) \cdot \left(\sqrt{10} - 1 \right)^2 \right]$$

$$R_2 = 1,076 \Omega$$

La resistencia de tierra mutua entre la malla y las jabalinas es:

$$R_{12} = \frac{\rho_a}{\pi \cdot L_C} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot L_C}{L_j} \right) + K_1 \left(\frac{L_C}{\sqrt{A}} \right) - K_2 + 1 \right]$$

$$R_{12} = \frac{30,82 \Omega m}{\pi \cdot 2096 m} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 2096 m}{3 m} \right) + 1,362 \left(\frac{2096 m}{\sqrt{7680 m^2}} \right) - 5,68 + 1 \right]$$

$$R_{12} = 0,165 \Omega$$

La resistencia total de la malla de PAT es:

$$R_G = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_{12}}$$

$$R_G = \frac{0,2859 \Omega \cdot 1,076 \Omega - (0,165 \Omega)^2}{0,2859 \Omega + 1,076 \Omega - 2 \cdot 0,165 \Omega}$$

$$R_G = 0,2717 \Omega$$

1.3.6. Paso 6: Cálculo de la corriente de malla (I_G).

El mayor valor de corriente de falla a tierra entre los niveles de 132 kV y 33 kV define el valor de la corriente de falla monofásica a utilizar en el cálculo.

Dado que se ha considerado un $t_s = 1$ s, el factor D_f para tener en cuenta los efectos de la asimetría de la onda de corriente de falla se asume como $D_f = 1$.

En lo que respecta al valor del factor de distribución de la corriente (S_f), que relaciona la magnitud de corriente de falla con aquella fracción que efectivamente circula a través de la grilla hacia el terreno circundante, se asume por seguridad un valor de $S_f = 1$, es decir, a pesar de que pueda drenar corriente por el hilo de guardia, no se tiene en cuenta en el cálculo presente.

El último factor a tener en cuenta es el factor de incremento de corriente de falla durante la vida de la EE.TT (C_p), que es aquel que considera el relativo incremento de la corriente de falla durante la vida útil de la E.T, se ha asumido $C_p = 1$

La corriente de falla monofásica en barras de 132 kV es de 2,36 kA y la corriente de falla monofásica en barras de 33 kV es de 3,63 kA, sin embargo justificando futuros aumentos de la potencia de cortocircuito del sistema se dimensionará para una corriente de falla monofásica de $I_f = 10$ kA.

La corriente de malla de PAT es:

$$I_G = D_f \cdot S_f \cdot C_p \cdot I_f$$

$$I_G = 10 \text{ kA}$$

1.3.7. Paso 7: Cálculo del gradiente (GPR).

Debe verificarse que $GPR < E_{touch}$.

En caso que $GPR \geq E_{touch}$, se deben calcular E_m y E_s (tensiones a comparar con las admisibles, determinadas en el paso 3).

$$GPR = I_G \cdot R_G = 10 \text{ kA} \cdot 0,2717 \Omega$$

$$GPR = 2717 \text{ V} > E_{touch} = 794 \text{ V}$$

Por lo tanto se debe calcular E_m y E_s

1.3.8. Paso 8, Paso 9 y Paso 10: Cálculo de E_m (tensión de malla) y E_s (tensión de paso).

Para este cálculo se definen los siguientes factores:

La media geométrica del número de conductores en ambas direcciones es:

$$n = \sqrt{N_{Lg} \cdot N_{Ag}} = \sqrt{11 \cdot 13} = 11,95$$

Factor para jabalinas distribuidas solo en el interior de la malla y no en la periferia de la malla:

$$K_{ii} = (2 \cdot n)^{-\frac{2}{n}} = (2 \cdot 11,95)^{-\frac{2}{11,95}} = 0,588$$

El factor de corrección que tiene en cuenta la geometría de la malla es:

$$K_i = 0,656 + 0,172 \cdot n = 0,656 + 0,172 \cdot 11,95 = 2,7114$$

El factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla es:

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1,3416$$

El factor de espaciado para el cálculo de la tensión de malla es:

El valor D debe ser el mayor de los lados de la cuadrícula de la malla de PAT

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{(8m)^2}{16 \cdot 0,8m \cdot 0,00994m} + \frac{(8m + 2 \cdot 0,8m)^2}{8 \cdot 8m \cdot 0,00994m} - \frac{0,8m}{4 \cdot 0,00994m} \right) + \frac{0,588}{1,3416} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 11,95 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 0,8721$$

En este paso, la tensión de malla se calcula con la siguiente expresión:

$$E_m = \frac{\rho_1 \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_T} = \frac{50 \Omega m \cdot 10 \text{ kA} \cdot 0,8721 \cdot 2,7114}{2126 \text{ m}}$$

$$E_m = 556 \text{ V} < E_{touch} = 794 \text{ V} \text{ Se verifica la condición para la tensión de malla.}$$

En caso de no cumplirse la anterior condición, se debe modificar el diseño de la malla de PAT, pudiendo calcularse la longitud aproximada de conductor necesaria a agregar a través de la siguiente expresión:

$$L_{nec\ m} = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho_1 \cdot I_G \cdot \sqrt{t_S}}{0,116 + 0,174 \cdot C_S \cdot \rho_S}$$

Para un valor de la profundidad de la malla de PAT comprendido entre $0,25 \text{ m} < h < 2,5 \text{ m}$ el factor de espaciado para el cálculo de la tensión de paso es:

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} - \frac{1-0,5^{n-2}}{D} \right] \quad \text{Donde } n \text{ es el mayor entre los valores } N_{Ag} \text{ o } N_{Lg}$$
$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0,8 \text{ m}} + \frac{1}{8 \text{ m} + 0,8 \text{ m}} - \frac{1 - 0,5^{13-2}}{8 \text{ m}} \right]$$

$$K_S = 0,1953$$

En este paso, la tensión de paso se calcula con la siguiente expresión:

$$E_S = \frac{\rho_1 \cdot I_G \cdot K_S \cdot K_i}{L_T} = \frac{50 \Omega \text{ m} \cdot 10 \text{ kA} \cdot 0,1953 \cdot 2,7114}{2126 \text{ m}}$$

$$E_S = 125 \text{ V} < E_{step} = 2706 \text{ V} \quad \text{Se verifica la condición para la tensión de paso.}$$

En caso de no cumplirse la anterior condición, se debe modificar el diseño de la malla de PAT, pudiendo calcularse la longitud aproximada de conductor necesaria a agregar a través de la siguiente expresión:

$$L_{nec\ m} = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho_1 \cdot I_G \cdot \sqrt{t_S}}{0,116 + 0,235 \cdot C_S \cdot \rho_S}$$

VER PLANO N°9: MALLA DE PUESTA A TIERRA ET GUALEGUAY.

VER PLANO N°10: MALLA DE PUESTA A TIERRA ET GUALEGUAY.