

Proyecto Final
Estación Transformadora 132kV Central 2

Alumno

Santiago Andrés Peñalber

Facultad Regional Concordia, Universidad Tecnológica Nacional
Ingeniería Eléctrica

Director

Mg. Ing. Arnoldo Federico Schattenhofner

Tutores

Ing. Carlos Arcadio Vázquez

Ing. Federico Agustín Pérez

Cr. Carlos Álvarez

2023

Agradecimientos

En primer lugar, a mi madre y hermano por la contención en el hogar, por aguantar estoicamente y ser mis pilares y refugio. A mi pareja y amigos por entender la importancia de mi proceso dándome el espacio necesario para crecer, pero manteniéndose cerca para acompañarme. A mi padre por discutir y debatir sobre los conocimientos siendo un nexo entre la teoría y la práctica. A mis guías y formadores, a mi director Federico Schattenhofer y tutores Carlos Vázquez, Federico Pérez y Carlos Álvarez. A la UTN Facultad Regional Concordia por la oportunidad de formarme, ser mi casa de estudio y templo del saber. Al equipo del laboratorio de mediciones de la Cooperativa, por ser un grupo humano excepcional y por brindarme la semilla que floreció como este proyecto. Y, por último, pero no menos importante a todo aquel que haya compartido conmigo un aula, profesores y compañeros porque el camino se disfruta más si es acompañado. A todos ellos que formaron parte de una u otra forma, sepan que este trabajo tiene un poco de cada uno. ¡Muchas gracias!

Resumen

El proyecto final Estación Transformadora 132kV Central 2 es el diseño de una nueva estación en el departamento Concordia (Entre Ríos) que busca agregar potencia instalada para cubrir, en conjunto con las estaciones existentes, los valores máximos de consumo. La propuesta surge del estudio de la demanda histórica, que refleja una tendencia de crecimiento del 4,4% anual que superará en el año 2027 a los 120MVA de potencia instalada en la ciudad. Pese a esto, la red presenta en la actualidad cortes de energía debido a la utilización de algunos equipos al límite de sobrecarga. La implementación de la nueva estación transformadora Central 2 aumenta la potencia instalada de Concordia en 60MVA, lo que permite satisfacer la demanda actual, a corto plazo, y generar un margen para el crecimiento de la red que pueda cubrir la demanda a largo plazo.

Palabras claves: Estación transformadora, aumento de potencia, demanda de Concordia, cortes de energía.

Abstract

The final project Estación Transformadora 132kV Central 2 is the design of a new transformer station in the department of Concordia (Entre Ríos) that seeks to add power installed for cover, together with the existing stations, the maximum consumption values. The proposal arises from study of historical demand, which reflects a growth trend of 4,4% per year that will exceed the 120MVA of installed capacity in the city by 2027. Despite this, the network is currently experiencing power outages due to the using some things equipment at the overload limit. Implementing the new transformer station Central 2 increases Concordia's installed capacity by 60MVA, allowing it to meet current demand, in the short term, and generate a margin for growth of the grid that can cover the demand in the long term.

Key words: Transformer station, increased power, demand for Concordia, power outages.

Índice

Introducción.....	11
Memoria descriptiva.....	13
1. Objetivos.....	14
2. Alcances.....	14
3. Antecedentes.....	14
4. Descripción general.....	16
4.1. Estación transformadora existente.....	16
4.2. Espacio disponible.....	18
4.3. Punto de alimentación.....	19
4.4. Estación transformadora Central 2.....	20
5. Estudios eléctricos.....	22
5.1. Estimación de la demanda.....	23
5.2. Flujos de potencia.....	29
5.3. Cortocircuito.....	31
5.4. Coordinación de la aislación.....	32
5.5. Distancias de seguridad.....	34
5.6. Distancias de fuga y condiciones de polución.....	38
6. Selección de equipamientos.....	38
6.1. Equipamientos de alta tensión.....	39
6.1.1. Interruptores de alta tensión.....	39
6.1.2. Seccionadores de alta tensión.....	41
6.1.3. Transformadores de corriente de alta tensión.....	41
6.1.4. Transformadores de tensión de alta tensión.....	43
6.1.5. Descargadores de sobretensión de alta tensión.....	44
6.2. Equipamiento de media tensión.....	45

6.2.1. Celdas de media tensión.....	45
6.2.2. Interruptores de media tensión.....	54
6.2.3. Seccionadores de media tensión.....	60
6.2.4. Transformadores de corriente de media tensión.....	62
6.2.5. Transformadores de tensión de media tensión.....	68
6.2.6. Descargadores de sobretensión de media tensión.....	70
6.3. Barras, conductores y cables.....	72
6.4. Aisladores.....	73
6.5. Trampas de ondas.....	76
6.6. Transformadores de potencia.....	77
6.7. Reactores de neutros.....	79
7. Estructuras.....	79
7.1. Conductores.....	80
7.2. Columnas.....	81
7.3. Fundaciones.....	84
8. Obras civiles.....	86
9. Protecciones.....	91
10. Sala de control.....	95
11. Requisitos de orden regulatorio.....	95
12. Servicios auxiliares.....	99
12.1. Servicios auxiliares de CA.....	100
12.2. Servicios auxiliares de CC.....	103
13. Malla de puesta a tierra.....	105
14. Sistema de protección contra descargas atmosféricas.....	106
15. Conclusión.....	107

Memoria de cálculo.....	108
1. Flujos de potencia.....	109
2. Cálculo de cortocircuito.....	123
2.1. Cortocircuitos en barra I.....	130
2.2. Cortocircuitos en barra II.....	135
2.3. Cortocircuitos en barra III.....	140
2.4. Cortocircuitos en barra IV.....	144
3. Selección de equipamientos.....	145
3.1. Selección de equipamientos de alta tensión.....	145
3.1.1. Interruptores de alta tensión.....	146
3.1.2. Seccionadores de alta tensión.....	150
3.1.3. Transformadores de corriente de alta tensión.....	154
3.1.4. Transformadores de tensión de alta tensión.....	167
3.2. Selección de equipamientos de 33kV.....	173
3.2.1. Interruptores de 33kV.....	173
3.2.2. Seccionadores de 33kV.....	179
3.2.3. Transformadores de corriente de 33kV.....	180
3.2.4. Transformadores de tensión de 33kV.....	192
3.3. Selección de equipamientos de 13,2kV.....	196
3.3.1. Interruptores de 13,2kV.....	196
3.3.2. Seccionadores de 13,2kV.....	203
3.3.3. Transformadores de corriente de 13,2kV.....	204
3.3.4. Transformadores de tensión de 13,2kV.....	219
3.4. Cálculo de descargadores.....	223
3.4.1. Descargadores de alta tensión.....	226
3.4.2. Descargadores de 33kV.....	231

3.4.3. Descargadores de 13,2kV.....	234
3.5. Barras, conductores y cables.....	237
3.5.1. Cálculo de barras.....	237
3.5.1.1. Barras de alta tensión.....	250
3.5.1.2. Barras de 33kV.....	254
3.5.1.3. Barras de 13,2kV.....	258
3.5.2. Cálculo de conductores.....	262
3.5.2.1. Conductores de fases de alta tensión.....	263
3.5.2.2. Conductores del hilo de guardia.....	265
3.5.3. Cálculo de cables.....	266
3.5.3.1. Cables de 33kV.....	268
3.5.3.2. Cables de 13,2kV.....	269
3.6. Aisladores.....	271
4. Cálculo de estructuras.....	279
4.1. Cálculo mecánico de conductores.....	280
4.2. Cálculo de estructuras.....	300
4.2.1. Distancias mínimas.....	300
4.2.2. Dimensiones de estructuras.....	304
4.2.3. Dimensionamiento mecánico.....	310
4.2.4. Hipótesis de carga.....	328
4.2.5. Factorización de cargas y de resistencias.....	356
4.3. Cálculo de fundaciones.....	364
5. Cálculo de la malla de puesta a tierra.....	392
6. Cálculo del sistema de protección contra rayos.....	400

Plan de negocio.....	412
1. Resumen ejecutivo.....	413
2. Descripción del negocio.....	413
3. Solución propuesta.....	415
4. Misión, visión y valores.....	415
4.1. Misión.....	415
4.2. Visión.....	415
4.3. Valores.....	416
5. Objetivos.....	416
6. Análisis y proyección de la demanda.....	416
6.1. Datos históricos.....	417
6.2. Escenarios.....	418
6.3. Composición de la demanda.....	418
7. Factibilidad técnica.....	421
7.1. Localización.....	421
7.2. Área de influencia.....	421
7.3. Descripción del proyecto.....	422
8. Factibilidad económica.....	423
8.1. Mercado.....	423
8.2. Competencia.....	423
8.3. Formación de precio.....	423
8.4. Demanda.....	424
9. Factibilidad legal.....	424
10. Calidad.....	426
10.1. Calidad del producto técnico.....	426
10.2. Calidad del servicio técnico.....	427

11. Análisis FODA.....	428
12. Planificación de la obra.....	430
12.1. Fases de la obra.....	430
12.2. Cronograma de actividades.....	431
12.3. Diagrama Gantt.....	432
13. Plan de marketing.....	433
13.1. Investigación de mercado.....	433
13.2. Segmentación.....	434
13.3. Diferenciación.....	434
13.4. Posicionamiento.....	434
13.5. Comunicación.....	434
14. Gestión y personal.....	435
14.1. Estructura de la organización.....	435
14.2. Personal.....	436
15. Responsabilidad social empresaria.....	436
15.1. Impacto ambiental.....	436
15.2. Seguridad y salud ocupacional.....	438
16. Factibilidad financiera.....	438
16.1. Inversión inicial.....	438
16.2. Vida útil del proyecto.....	440
16.3. Flujo de fondos.....	440
16.3.1. Ingresos.....	440
16.3.2. Egresos.....	440
16.4. Escenarios.....	442
16.5. Periodo de repago.....	445
16.6. VAN.....	445

16.7. TIR.....	446
17. Conclusión.....	447

Anexos

Plano 1: Planta ET Central 2

Plano 2: Corte A-A, Campo de línea

Plano 3: Corte B-B, Campos de transformadores

Plano 4: Corte C-C, Campo de acoplamiento de barras

Plano 5: Unifilar de 132kV ET Central 2

Plano 6: Unifilar de 33kV ET Central 2

Plano 7: Unifilar de 13,2kV ET Central 2

Plano 8: Columna de retención angular

Plano 9: Pórtico de retención terminal de línea

Plano 10: Pórticos de barras

Plano 11: Columnas de SPCR de transformadores

Plano 12: Malla de puesta a tierra

Plano 13: Sistema de protección contra rayos

Introducción

El presente proyecto se realiza en el marco del cierre de la carrera Ingeniería Eléctrica (Facultad Regional Concordia, UTN) en el que su busca proponer y desarrollar una solución ante una problemática real y actual. Con estas bases, se propone la construcción de una estación transformadora de 132kV en la ciudad de Concordia que aporte 60MVA a la red, para que solucione la falta de potencia instalada y pueda hacer frente a la demanda actual y al aumento futuro.

El diseño de la estación está orientado principalmente por las recomendaciones y procedimientos de los reglamentos: AEA 95402 - *Reglamento para estaciones transformadoras* y Transener - *Guías de diseño para estaciones transformadoras*. Además, se complementa con las normas AEA (Asociación Electrotécnica Argentina), IEC (International Electrotechnical Commission), IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) e IRAM (Instituto Argentino de Normalización y Certificación) que correspondan a cada sección y que se citan a lo largo del trabajo.

El cuerpo del proyecto se divide en tres partes que desarrollan el trabajo desde perspectivas y temáticas diferentes: Memoria descriptiva, Memoria de cálculo y Plan de negocios. Cabe que aclarar que, dichas partes pueden leerse en paralelo, como un todo que se complementa, o individualmente, según el objetivo o interés del lector.

A continuación, se detallan los contenidos que abarcan cada una de las partes:

1° Memoria descriptiva: incluye la presentación la descripción completa del trabajo, el estudio de la demanda, los resultados de estudios eléctrico (cortocircuito y flujos de potencia), las características eléctricas de la estación y de sus equipos de potencia, protección, maniobra y control, los requisitos de orden regulatorio que debe cumplir, los equipos de servicios auxiliares y los sistemas de protección (sistema de protección contra rayos y malla de puesta a tierra).

2° Memoria de cálculo: presenta los cálculos y la selección de equipos y de elementos mencionados en la memoria descriptiva.

3° Plan de negocios: expone los estudios de factibilidad técnica, legal, económica y financiera, se analiza el impacto ambiental y social, los plazos de ejecución y fases de la obra y los pros y contras del proyecto.

Además de lo antes mencionado, cada sección incluye anexos con planos que permiten el seguimiento visual del proyecto para entender con mayor claridad las soluciones planteadas. Finalmente, con el propósito de hacer un cierre sobre lo desarrollado en el proyecto, las partes 1º Memoria descriptiva y 3º Plan de negocios ofrecen conclusiones.



MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Objetivos

El siguiente proyecto presenta el diseño de una estación transformadora (ET) ubicada en la ciudad de Concordia (Entre Ríos, Argentina) que tiene por objetivos:

- Aportar a la red la capacidad de cubrir la demanda futura de la ciudad.
- Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de la región.
- Mejorar el funcionamiento de la red de distribución en el nivel de 13,2kV y 33kV.
- Brindar a la red un margen de maniobra para el desarrollo y crecimiento de la misma.

La proyección de este trabajo intenta abarcar un posible desarrollo de la red en 20 años.

2. Alcances

El proyecto contempla el diseño de la estación transformadora desde los cimientos, lo que comprende los estudios eléctricos, cálculo de estructuras y de conductores, selección de equipos de protección y maniobra, cálculo de la malla de puesta a tierra y del sistema de protección contra rayos, etc.

Cabe aclarar que, la estación transformadora de este proyecto se conecta mediante una línea en 132kV a la barra de la estación transformadora Concordia. El diseño de dicha línea es externo a este trabajo.

3. Antecedentes

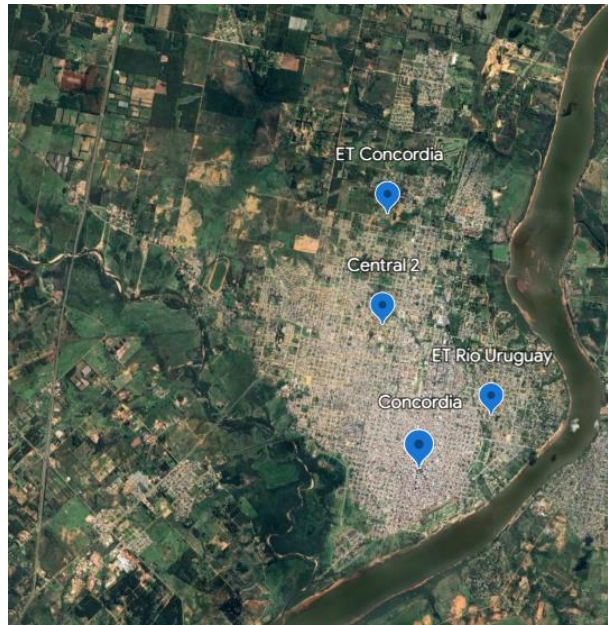
Actualmente, el abastecimiento de energía eléctrica de Concordia y su área de influencia se realiza por medio de dos estaciones transformadoras, conectadas a través de líneas de 132kV al Sistema argentino de interconexión (SADI). Una de ellas es la ET Concordia, propiedad de ENERSA y la otra es la ET Río Uruguay (RU), propiedad de la Cooperativa Eléctrica de Concordia. De estas estaciones, se extienden todas las líneas de distribución de la ciudad en 13,2kV y 33kV.

En los años recientes, el crecimiento natural de la demanda produjo valores máximos cercanos a la potencia total instalada en la ciudad, lo que sugiere la necesidad del aumento de la misma con inmediatez.

En el presente trabajo, se hace foco en la potencia suministrada por las estaciones transformadoras de 132kV a Central 2 de la Cooperativa Eléctrica de Concordia, ubicada en calle Chile y Pedro Sauré, como se puede ver en la Figura 1.

Figura 1

Ubicación de las estaciones transformadoras en Concordia



Nota: Vista aérea de la ciudad de Concordia, donde se indica la ubicación de las estaciones transformadoras existentes (ET Concordia y ET Río Uruguay) además de la estación del proyecto (ET Central 2).

Al año 2023, se tienen registros por parte del distribuidor de energía eléctrica local de aproximadamente 40MVA de carga máxima entre los niveles de 13,2kV y 33kV en dicho emplazamiento. Por este motivo, además de que existe un terreno vacío en esta ubicación, se propone como solución instalar una tercera estación transformadora de 132kV. Esta podría alimentar la carga mediante nuevos transformadores, agregando así potencia instalada para la distribución de energía en la ciudad.

4. Descripción general

En este apartado se explican los puntos necesarios para entender el contexto técnico del trabajo, desde la instalación existente, pasando por el espacio disponible para llevar a cabo la nueva estación, hasta la solución y configuración propuesta para la misma.

4.1. Estación transformadora existente

En el emplazamiento de Central 2 existe una estación transformadora a la intemperie, la cual se puede ver en la Figura 2.

Figura 2

Estación transformadora de 33kV en Central 2



Nota: Vista aérea de Central 2 de la Cooperativa Eléctrica de Concordia, donde se indica la ubicación de la estación transformadora de 33kV existente.

Esta ET alimenta cargas desde su barra a nivel de 33kV y mediante un transformador reductor a 13,2kV. A continuación, se explica el uso actual de las salidas de la estación.

Alimentadores de ET Concordia

Para alimentar la barra de 33kV, se utilizan tres alimentadores provenientes de la estación transformadora Concordia. Dos de ellos son permanentes y el otro opcional, ya que se utiliza en diferentes configuraciones, según los requisitos de potencia y coordinación de la red.

- Salida 1: ENERSA Cooperativa 1.
- Salida 11: ENERSA alimentador 6 (Yeruá). Opcional.
- Salida 12: ENERSA Cooperativa 2.

Alimentador de ET Río Uruguay

Para alimentar el transformador reductor de 6MVA, se utiliza un alimentador desde la estación transformadora Río Uruguay.

- Salida 10: Alimentador Río Uruguay.

Carga en 33kV

Las cargas en 33kV corresponden a ocho salidas desde la barra principal.

- Salida 2: A. Obras Sanitarias Municipal.
- Salida 3: A. Hospital Masvernat, Zona Regimiento e Hipermercado.
- Salida 4: A. J.J. Valle y La Pampa.
- Salida 5: A. V. Zorraquín y Cnia. Ayuí.
- Salida 6: A. V. Adela y Cementerio.
- Salida 7: A. Magnasco.
- Salida 8: A. Central N°3.
- Salida 15: A. Sauré y Diamante.

Los datos de cargas del año 2023 reflejan una demanda máxima de 33,4MVA, proveniente de estas salidas.

Cargas en 13,2kV

Las cargas en 13,2kV corresponden a dos salidas que se alimentan desde el transformador de 6MVA o con un transformador de respaldo de 8MVA que se energiza desde la barra de 33kV.

- Salida 14.
- Salida 16.

Los datos de cargas del año 2023 reflejan una demanda máxima de 6,1MVA, proveniente de estas salidas.

4.2. Espacio disponible

En Central 2 existe un espacio disponible al lado de la ET de 33kV cuyas dimensiones son 64m x 55m. Este se localiza en la esquina de Pedro Sauré y Nogoyá, como se puede observar en la Figura 3.

Figura 3

Espacio disponible en Central 2



Nota: Vista aérea de Central 2 de la Cooperativa Eléctrica de Concordia, donde se indica la ubicación del espacio disponible para la construcción de la estación transformadora del proyecto.

El espacio en cuestión, no está previsto para ser utilizado con ningún propósito a futuro y la única irregularidad que posee es un tanque australiano en desuso, por lo que no presenta inconvenientes para ser retirado.

También se considera que al existir una estación transformadora y ser un punto en el que convergen diversas líneas de distribución, no sería un impacto visual agregado a la ciudad el colocar una estación transformadora en este lugar.

4.3. Punto de alimentación

En la ET Concordia existe un campo donde está instalado un transformador de 15MVA (a la fecha de agosto de 2022 no estaba conectado a la red). Este puede usarse como campo de línea y conectar la ET Central 2 a la barra de la ET Concordia. El campo disponible se ve en la Figura 4.

Figura 4

Campo disponible en la ET Concordia



Nota: El campo disponible es el área sombreada en amarillo entre el campo de acoplamiento y el campo de la LAT Masisa.

4.4. Estación transformadora Central 2

La estación transformadora tiene por objetivo reducir la tensión de 132kV (alta tensión) a 13,2kV y 33kV (media tensión) para alimentar las cargas en estos niveles de tensión. Para esta tarea se seleccionan dos transformadores con la potencia necesaria para cubrir la potencia estimada a 20 años.

Las dimensiones de la estación son $64m \times 55m$, con una superficie total de $3520m^2$ y se divide en dos partes. Una es la playa de 132kV, parte exterior donde se encuentran las barras y todos los equipos de 132kV. Y la otra es la caseta, un edificio donde se encuentran las celdas de media tensión. La estación transformadora con sus dimensiones, partes y equipamientos se puede ver en la sección Anexos, Plano 1: Planta ET Central 2.

Playa de 132kV

En esta se sitúa el final de la línea, las barras de alta tensión, los transformadores de potencia, y los equipos necesarios para el funcionamiento de la estación en el nivel de alta tensión. Se divide en cuatro campos, el campo 1 es el de línea y corresponde a la llegada de la LAT Central 2, los campos 2 y 3 corresponden a los transformadores N°1 y N°2 respectivamente y el campo 4 es el de acoplamiento de barras.

Caseta

Es la obra civil destinada a almacenar las celdas de media tensión, equipos de control y maniobra y los equipos de servicios auxiliares. Las dimensiones del edificio son $9,3m \times 26m$, con una superficie total de $240m^2$.

Barras

Para el nivel de 132kV se adopta un esquema de doble barra con acoplamiento transversal, ya que este cuenta con las siguientes características:

- Cada salida puede conectarse indistintamente a cada una de las barras.
- En caso de avería de una barra, se puede transferir inmediatamente las cargas a la otra.
- Permite efectuar mantenimiento de una barra sin interrumpir el servicio.
- El interruptor de acoplamiento puede usarse como reserva de los demás.

Para los niveles de 13,2kV y 33kV se adoptan esquemas de barra simple y acoplamiento longitudinal, que cuenta con las siguientes características:

- Una falla en barras, en el interruptor de una salida o en su protección asociada, produce solamente la interrupción parcial del servicio.
- El sistema puede operar con dos fuentes de alimentación independientes.
- Se facilita el mantenimiento.

Línea

La ET Central 2 se vincula mediante una línea de alta tensión de 132kV, llamada LAT Central 2 desde la ET Concordia. La misma tiene una longitud de 2,5km, una disposición coplanar vertical, conductores de Al/Ac de $300/50mm^2$, un hilo de guardia de Ac $70mm^2$ y torres de H°A°.

Para la construcción de la LAT Central 2 se debe retirar el transformador de 15MVA y equipamientos asociados del campo de la ET Concordia. En caso de que el mismo este cargado, se toma la carga de este con los transformadores de 30MVA.

Estructuras

Dentro del cerco perimetral que delimita la estación, se encuentran las estructuras que finalizan la línea, siendo estas una columna de retención angular de 90° y un pórtico de retención terminal. Además, los pórticos que sostienen las barras y las estructuras necesarias para completar el sistema de protección contra rayos.

Salidas

Las salidas de la ET Central 2 en media tensión se realizan mediante celdas alimentadas por los transformadores desde sus arrollamientos en 13,2kV y 33kV. En estas se encuentran los equipos de medición (transformadores de corriente y de tensión) y protección (interruptores y seccionadores), de acuerdo al nivel de tensión.

Se adoptan las mismas salidas que la estación existente, pero se reenumeran para que coincidan con el número de celda (entre paréntesis se coloca el antiguo número).

- Celda 1: A. Obras Sanitarias Municipal. (2)
- Celda 2: A. Hospital Masvernats, Zona Regimiento e Hipermercado. (3)
- Celda 3: A. J.J. Valle y La Pampa. (4)
- Celda 5: A. V. Zorraquín y Cnia. Ayuí. (5)
- Celda 9: A. V. Adela y Cementerio. (6)
- Celda 11: A. Magnasco. (7)
- Celda 12: A. Central N°3. (8)
- Celda 13: A. Sauré y Diamante. (15)
- Celda 14: A. Salida 14. (14)
- Celda 22: A. Salida 16. (16)

5. Estudios eléctricos

Se realizan los estudios eléctricos necesarios para entender el funcionamiento de la nueva estación dentro de la red existente y su aporte a la misma. Además, para determinar los parámetros eléctricos a los que se someten los equipos y a los que deben responder.

Para esto los estudios a realizar son:

- Estimación de la demanda.
- Flujos de potencia.
- Cálculos de cortocircuitos.
- Coordinación de la aislación.
- Distancias de seguridad.
- Distancias de fuga.

5.1. Estimación de la demanda

En este apartado se estudia el comportamiento de la demanda del sistema de distribución en la región de Concordia, con el objetivo de estimar la evolución en los próximos 20 años y en función de esta estimación seleccionar la potencia de los transformadores de la ET.

Datos históricos

En la Tabla 1 se muestran las demandas máximas históricas de la región de Concordia en un periodo de 20 años a partir del año 2002. Estos datos fueron brindados por el personal de la Cooperativa Eléctrica de Concordia y Otros Servicios Ltda.

Tabla 1

Demandas máximas históricas de Concordia

Año	S [MVA]	Año	S [MVA]
2002	42,30	2013	82,36
2003	42,39	2014	86,00
2004	44,80	2015	81,62
2005	46,72	2016	86,85
2006	50,23	2017	85,91
2007	58,83	2018	89,34
2008	55,47	2019	86,26
2009	61,48	2020	88,89
2010	65,70	2021	95,58
2011	68,34	2022	99,79
2012	74,21		

Nota: S es la potencia aparente total de la ciudad de Concordia en MVA. Las columnas de potencia corresponden al año a la izquierda de las mismas.

Con estos datos se observa que la ciudad empezó con una demanda de potencia máxima de 42,3MVA y al cabo de 20 años alcanzó los 99,8MVA, es decir, aumentó la demanda un 236% del valor inicial o un incremento anual de 4,4%.

Demanda a cubrir

Conociendo el comportamiento de la demanda, se requiere determinar la potencia inicial que aporta la ET Central 2 para luego estimar a 20 años más. Analizando la demanda del año 2023 de Central 2, de los 33,4MVA en 33kV que provienen de la ET Concordia, solo se pretende contribuir la mitad, para brindar apoyo en el año inicial y trabajar en conjunto a partir de ahí, es decir 16,7MVA. Y los 6,1MVA en 13,2kV proveniente del transformador reductor se asumen por completo. En resumen, la potencia inicial a partir del año 2023 es de 22,8MVA, con lo que se adopta como 25MVA.

Sobre la potencia inicial calculada, se aplica un aumento anual de 4,4% y se obtiene que, en 2043 pasados los 20 años, la potencia que debe aportar la estación transformadora de 132kV de Central 2 es de 59MVA. Para cumplir con esta potencia se utilizan dos transformadores de 30/30/10MVA, en los niveles de tensión 132/33/13,2kV.

En la Tabla 2 se muestra la evolución esperada de la potencia a lo largo de los años.

Tabla 2

Evolución de la demanda estimada para la ET Central 2

Año	S [MVA]	Año	S [MVA]
2023	25	2034	40,1
2024	26,1	2035	41,8
2025	27,2	2036	43,7
2026	28,4	2037	45,6
2027	29,7	2038	47,6
2028	31,0	2039	49,7
2029	32,3	2040	51,9
2030	33,8	2041	54,1
2031	35,2	2042	56,5
2032	36,8	2043	59,0
2033	38,4		

Nota: S es la potencia aparente estimada de la ET Central 2 en MVA. Las columnas de potencia corresponden al año a la izquierda de las mismas.

Reparto de la demanda

Es de interés conocer como la potencia instalada puede responder a la demanda para entender cuanto puede aportar la instalación de la nueva estación transformadora.

Para esto se esquematiza como se reparte la demanda máxima entre las estaciones transformadoras en cuatro casos distintos:

- Carga del año 2023 sin ET Central 2.
- Carga del año 2023 con ET Central 2.
- Carga del año 2043 sin ET Central 2.
- Carga del año 2043 con ET Central 2.

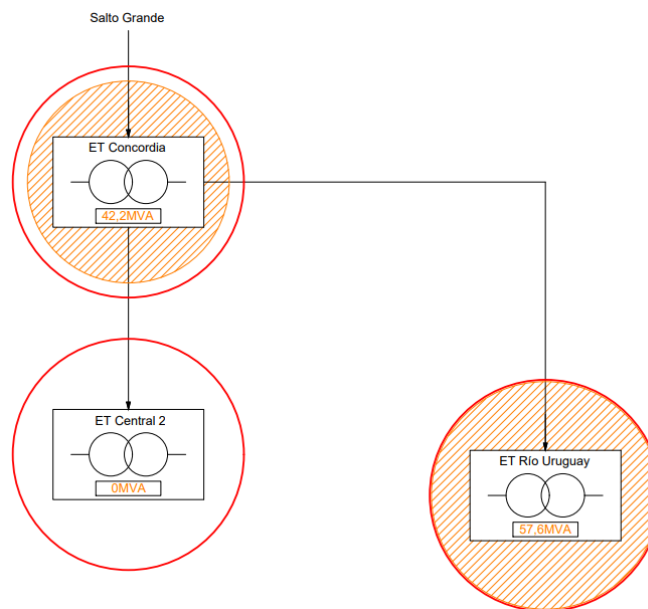
Se marca en cada caso la potencia total instalada en cada estación transformadora con un círculo rojo, que es para todos los casos 60MVA, sin distinguir en qué nivel de tensión alimentan la demanda.

Caso 1: Reparto de carga del año 2023 sin que la ET Central 2 aporte potencia.

La demanda máxima en el año 2023 es 99,8MVA en total, repartida 57,6MVA para la ET RU y 42,2MVA para la ET Concordia. El caso 1 se puede ver en la Figura 5.

Figura 5

Reparto de la demanda caso 1



Nota: Esquematización de las cargas del caso 1 (sombra naranja) en las tres estaciones de 132kV en relación a la potencia máxima instalada en cada una de ellas (círculo rojo).

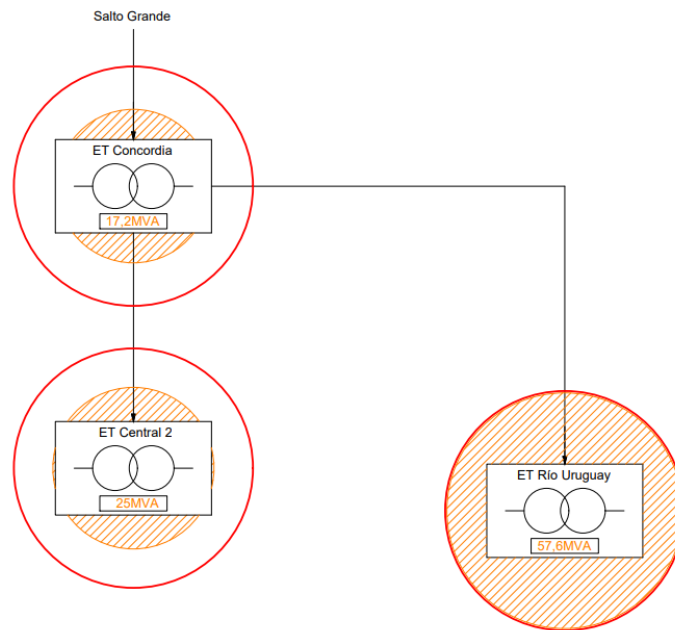
Se aprecia que, para este caso, la ET RU está cercana a la máxima potencia instalada y la ET Concordia tiene un pequeño margen. En estas condiciones aún no se superan los límites de las instalaciones existentes.

Caso 2: Reparto de carga del año 2023 con aporte de la ET Central 2.

La demanda máxima en el año 2023 es 99,8MVA en total, repartida 57,6MVA para la ET RU, 17,2MVA para la ET Concordia y 25MVA para la ET Central 2. El caso 2 se puede ver en la Figura 6.

Figura 6

Reparto de la demanda caso 2

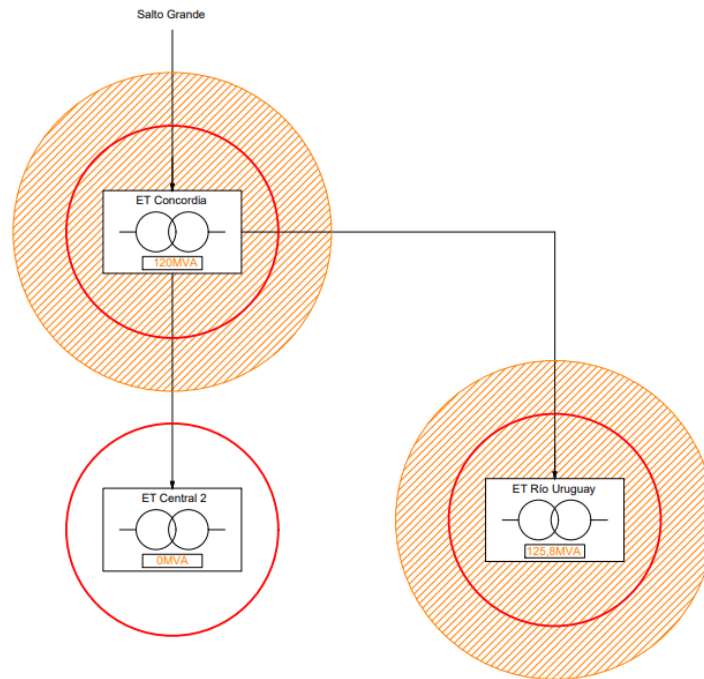


Nota: Esquematización de las cargas del caso 2 (sombra naranja) en las tres estaciones de 132kV en relación a la potencia máxima instalada en cada una de ellas (círculo rojo).

Se aprecia que, para este caso, la ET RU está cercana a la máxima potencia instalada y las demás estaciones funcionan con un gran margen. En estas condiciones aún no se superan los límites de las instalaciones existentes.

Caso 3: Reparto de carga del año 2043 sin que la ET Central 2 aporte potencia.

Aplicando el porcentaje de crecimiento calculado sobre el año 2022, en 20 años, la potencia estimada total crece a 245,8MVA para el año 2043 y se reparte 125,8MVA para la ET RU y 120MVA para la ET Concordia. El caso 3 se puede ver en la Figura 7.

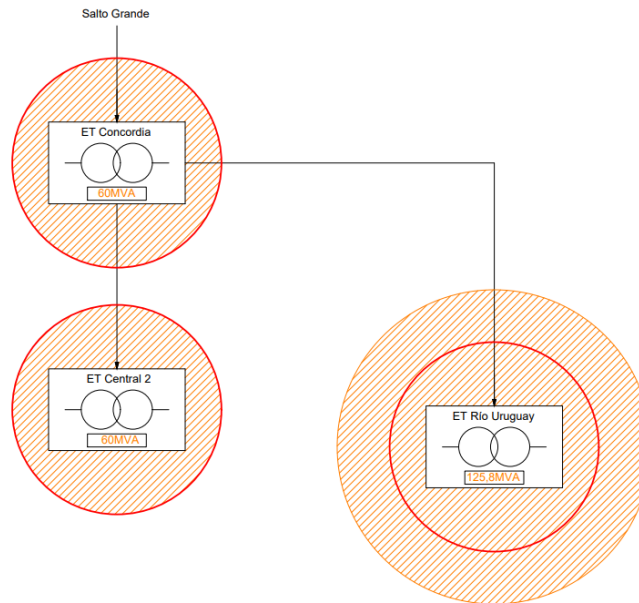
Figura 7*Reparto de la demanda caso 3*

Nota: Esquemática de las cargas del caso 3 (sombra naranja) en las tres estaciones de 132kV en relación a la potencia máxima instalada en cada una de ellas (círculo rojo).

Se aprecia que, para este caso, la ET RU y la ET Concordia superan ampliamente la máxima potencia instalada. En estas condiciones se evidencia la necesidad de aumentar la potencia de las instalaciones.

Caso 4: Reparto de carga del año 2043 con aporte de la ET Central 2.

La demanda máxima estimada en el año 2043 es 245,8MVA en total, repartida 125,8MVA para la ET RU, 60MVA para la ET Concordia y 60MVA para la ET Central 2. El caso 4 se puede ver en la Figura 8.

Figura 8*Reparto de la demanda caso 4*

Nota: Esquematización de las cargas del caso 4 (sombra naranja) en las tres estaciones de 132kV en relación a la potencia máxima instalada en cada una de ellas (círculo rojo).

Se aprecia que, para este caso, la ET RU supera ampliamente la máxima potencia instalada y que las ET Concordia y ET Central 2 llegan a su límite. En estas condiciones se evidencia el beneficio de instalar la ET Central 2, ya que en conjunto con la ET Concordia pueden aportar la mitad de la potencia que requiere la ciudad para su crecimiento durante 20 años.

Con respecto al incremento necesario en la potencia de la ET RU el distribuidor contempla ampliaciones y/o soluciones para los próximos años.

5.2. Flujos de potencia

Se realizan flujos de potencia en la red de 132kV de Entre Ríos para determinar el impacto de instalar la nueva estación transformadora.

Casos de estudio

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

A continuación, se detallan los escenarios analizados:

Caso 1: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas del año 2023 (Valores de la guía de referencia de ENERSA), sin añadir la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%).

Caso 2: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas del año 2023 (Valores de la guía de referencia de ENERSA), añadiendo la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%).

Caso 3: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas proyectadas del año 2043 en las estaciones de Concordia, añadiendo la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%).

Caso 4: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas proyectadas del año 2043 en las estaciones de Concordia, añadiendo la ET Central 2, abriendo una de las dos líneas que alimentan la ET Concordia desde la ET Salto Grande y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%).

Caso 5: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas proyectadas del año 2043 en las estaciones de Concordia, añadiendo la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de tensión nominal en sus barras, 132kV (+0%).

El desarrollo de los cálculos se puede ver en la sección Memoria de cálculo, punto 1. Flujos de potencia.

Resumen de resultados de flujos de potencia

Los casos de estudio muestran que los perfiles de tensión en la ciudad de Concordia, al instalar la ET Central 2, son correctos y se mantienen dentro de los márgenes admisibles.

Se estima que esto se debe a que la característica del sistema es radial y a que la longitud de la LAT Central 2 es pequeña. Por esto el sistema se comporta de manera similar a que si la barra de la ET Central 2 fuera la misma que la de la ET Concordia.

En cuanto a las contingencias, nuevamente por ser un sistema radial, una salida de la ET Concordia significa la salida de la ET Central 2, pero no viceversa. Es decir que, en este sentido, la instalación de la nueva estación no compromete el funcionamiento de las existentes.

Cabe aclarar que, en los flujos de potencia realizados no se puede observar la limitación de la potencia instalada en las estaciones transformadoras, que reflejó el análisis de la demanda. Este punto es vital para entender la importancia de este proyecto.

5.3. Cortocircuito

Con el fin de conocer las características eléctricas necesarias para el dimensionamiento de equipos y protecciones, se realiza el cálculo de cortocircuito en las barras de media y alta tensión de la ET Central 2.

El desarrollo de los cálculos se puede ver en la sección Memoria de cálculo, punto 2. Cortocircuito.

Resumen de resultados de cortocircuito

Los resultados del cortocircuito en todas las barras se pueden ver en la Tabla 3.

Tabla 3*Potencias y corrientes de cortocircuito en barras de la ET Central 2*

	Barra I (132kV)	Barra II (34,5kV)	Barra III (13,86kV)	Barra IV (132kV)
Potencia de cortocircuito trifásico [MVA]	1446,4	424,1	306,1	1559
Corriente de cortocircuito trifásico [kA]	6,326	7,097	12,75	6,82
Potencia de cortocircuito monofásico [MVA]	1575	561,8	0	1582
Corriente de cortocircuito monofásico [kA]	6,889	9,402	0	6,92

5.4. Coordinación de la aislación

Se definen las tensiones resistidas de los componentes de la ET con el fin de reducir la posibilidad de que las exigencias dieléctricas, a los que pueden ser sometidos, produzcan daños en su aislación o pérdidas del servicio. Para esto se adoptan los valores que aparecen en la norma IEC 60071.

Las tensiones máximas de los equipamientos de la ET del proyecto corresponden al rango I de la norma (Tensiones mayores de 1kV hasta 245kV inclusive), los niveles de aislación nominales dados para estos niveles se muestran en Tabla 4.

Tabla 4*Niveles de aislación nominal para rango I*

Tensión máxima para el equipamiento U_m [kV] (Valor eficaz)	Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal [kV] (Valor eficaz)	Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal [kV] (Cresta)
14,5	38	75 95
36	70 (185)	145 170 (450)
145	230 275	550 650

Nota: Tabla 9.I Norma AEA 95402 Reglamentación para estaciones transformadoras.

Se adopta entonces:

- Para el nivel de 13,2kV ($U_m = 14,5kV$):

Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal

$$V_{fi} = 38kV$$

Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal

$$LIWV = 95kV$$

- Para el nivel de 33kV ($U_m = 36kV$):

Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal

$$V_{fi} = 70kV$$

Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal

$$LIWV = 170kV$$

- Para el nivel de 132kV ($U_m = 145kV$):

Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal

$$V_{fi} = 275kV$$

Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal

$$LIWV = 650kV$$

5.5. Distancias de seguridad

En este apartado se estipulan las distancias eléctricas mínimas para garantizar la seguridad del personal involucrado en tareas de operación, mantenimiento y obra en la ET como así también en la circulación general dentro de la instalación.

Distancias Mínimas

Las distancias mínimas entre partes bajo tensión y componentes puestos a tierra se fijan en la norma IEC 60071 y en esta se define el nivel de aislación necesario en instalaciones que no pueden ser sometidas a ensayos de laboratorio.

Para prevenir descargas disruptivas en trabajos efectuados en la proximidad de partes no aisladas de instalaciones eléctricas en servicio, las separaciones mínimas medidas entre cualquier punto con tensión y la parte más próxima del operario o de las herramientas no aisladas utilizadas por él, son las que se muestran en Tabla 5.

Tabla 5*Distancias mínimas en función del nivel de tensión*

Nivel de tensión	Distancia mínima (base)
Más de 50V hasta 1kV	0,80 m
Más de 1kV hasta 33kV	0,80 m
Más de 33kV hasta 66kV	0,90 m
Más de 66kV hasta 132kV	1,50 m
Más de 132kV hasta 150kV	1,65 m
Más de 150kV hasta 220kV	2,10 m
Más de 220kV hasta 330kV	2,90 m
Más de 330kV hasta 500kV	3,60 m

Nota: Tabla 10.I Norma AEA 95402 Reglamentación para estaciones transformadoras.

Para los niveles de tensión de la ET, corresponde: en 13,2kV y 33kV utilizar $d_{base} = 0,8m$ y para 132kV $d_{base} = 1,5m$.

Determinación de las distancias eléctricas de seguridad

La distancia eléctrica de seguridad se expresa como la suma de los siguientes valores

- La distancia eléctrica mínima no disruptiva, que corresponden a las detalladas anteriormente como distancias mínimas (d_{base}).
- La distancia que depende del movimiento del personal de operación o mantenimiento, de la naturaleza de los trabajos a efectuar, y de los requerimientos de circulación y acceso. Para esto se define una distancia de 2,25 m para la longitud de una persona con manos extendidas (Aplica para distancias verticales) y otra de 0,9 m para la longitud de los brazos de la persona (Aplica para distancias horizontales).

Es decir, las distancias eléctricas mínimas de seguridad se calculan con las siguientes expresiones:

$$d_h = d_{base} + 0,9m$$

$$dv = d_{base} + 2,25m$$

Donde:

dh: Distancia horizontal mínima, que debe respetarse en todas las zonas de circulación [m].

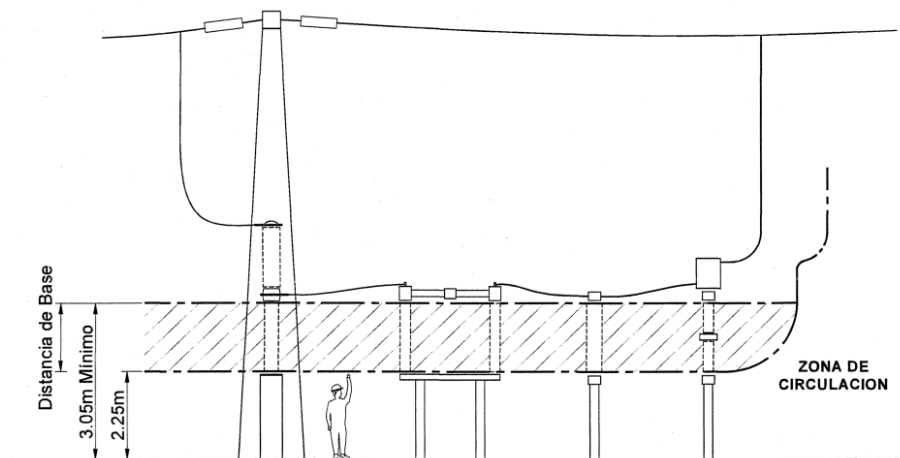
dv: Distancia vertical mínima, que debe respetarse en toda la zona de circulación [m].

dbase: Distancia Base (distancia mínima), correspondiente al nivel de tensión [m].

Con estas distancias se define la zona de circulación para las personas como se representa en la Figura 9.

Figura 9

Zonas de circulación a nivel



Nota: Figura 10.A Norma AEA 95402 Reglamentación para estaciones transformadoras.

Se debe aclarar que:

- La distancia entre la base del aislador más cercano a tierra y el piso no deberá ser inferior a estos valores (2,25 m).
- La altura mínima (dv) de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3,05 m, si no se encuentran aisladas por barreras de protección.

Finalmente, para los niveles de tensión de la ET, las distancias eléctricas mínimas son:

- En 13,2kV y 33kV:

Distancia horizontal mínima

$$dh = 1,7m$$

Distancia vertical mínima

$$dv = 3,05m$$

- En 132kV:

Distancia horizontal mínima

$$dh = 2,4m$$

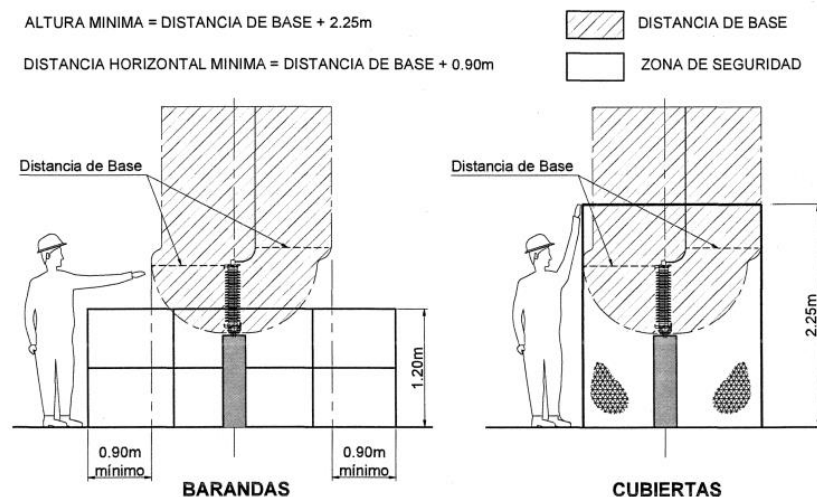
Distancia vertical mínima

$$dv = 3,75m$$

Los transformadores de servicios auxiliares y reactores de neutro, cuyos niveles de mayor tensión son de 13,2kV, se ubican a nivel del suelo. Por esto, para mantener las distancias mínimas de seguridad, se utilizan cubiertas como permite la norma. Las dimensiones de las mismas se ven en la Figura 10.

Figura 10

Barandas y cubiertas



Nota: Figura 10.B Norma AEA 95402 Reglamentación para estaciones transformadoras.

Las dimensiones de la cubierta según el nivel de tensión de los equipos son:

Altura: $dh = 2,25m$

Ancho y largo: $db = 0,8m$

5.6. Distancias de fuga y condiciones de Polución

Para el equipamiento de playa se debe conocer la distancia de fuga mínima para la máxima tensión fase - tierra de operación del sistema. Estas dependen de las condiciones de polución.

La norma IEC 815/86 establece grados de contaminación y fija para ellos las distancias de fuga mínimas como se ve en la Tabla 6.

Tabla 6

Línea de fuga según nivel de contaminación

Nivel de contaminación	Longitud mínima nominal de línea de fuga específica [mm/kVef]
Leve	16
Media	20
Fuerte	25
Muy fuerte	31

Nota: Anexo N°4.3.1 Norma IEC 815 Grados de contaminación.

La zona en la que se ubica la estación, es una zona con poca densidad de industrias o casas, pero sometidas a vientos limpios o lluvias frecuentes. Para esta descripción la norma define el nivel de contaminación leve. Por lo tanto, la longitud mínima nominal de línea de fuga específica es 16mm/kVef.

6. Selección de equipamientos

Los equipos de la ET de este proyecto deben cumplir con las normas citadas por la AEA 95402, en lo que se refieren a condiciones eléctricas, mecánicas y de ensayos. En la Tabla 7 se pueden ver las normas que corresponden a cada equipamiento.

Tabla 7*Normas de equipamientos*

Equipamiento	Normas IRAM	Normas IEC
Interruptores		62271-100
Seccionadores		62271-102
Transformadores de corriente	2344-1	60044-1
Transformadores de tensión	2344-2	60044-2
Descargadores	2472	60099-4
Cables de potencia en media tensión	2178	60502-2
Cables piloto	2268	60502-1
Celdas de media tensión		62271-200

La ubicación de los equipamientos de la estación se puede ver en la sección Anexos, Plano 1: Planta ET Central 2.

A continuación, se presentan los equipos seleccionados para todos los niveles de tensión.

6.1. Equipamientos de alta tensión

Son los equipamientos ubicados a la intemperie en la playa de alta tensión. Permiten el funcionamiento del campo de línea, de los campos de transformadores y del campo de acoplamiento de barras.

El esquema de los equipamientos se puede ver en la sección Anexos, Plano 5: Unifilar de 132kV ET Central 2.

6.1.1. Interruptores de alta tensión

Los interruptores deben ser capaces de cerrar, conducir e interrumpir los niveles nominales de corrientes en condiciones normales de operación del sistema. De la misma manera, deben cerrar, conducir durante un tiempo especificado e interrumpir los niveles de corrientes bajo condiciones anormales.

En la playa de 132kV se encuentran cuatro interruptores de alta tensión, uno del campo de línea, otro para el campo de acoplamiento de barras y dos más para los campos de transformadores.

Se seleccionan interruptores aislados en SF6, con mecanismo de operación a resorte y operación tanto monopolar como tripolar. Las características de los mismos se ven en la Tabla 8.

Tabla 8

Características de interruptores de alta tensión

Características	Equipamiento
Fabricante	ABB
Norma	IEC 62271-100
Modelo	LTB 145D1/B
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	145kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV
LIWV	650kV
Distancia de fuga	25mm/kV
Corriente nominal de servicio	3150A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	40kA
Corriente térmica	40kA
Corriente de apertura	40kA
Cresta de corriente de cierre	100kA
Tiempo de cierre	<40ms
Tiempo de apertura	22ms
Tiempo de corte	40ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

6.1.2. Seccionadores de alta tensión

Los seccionadores deben ser capaces 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 deben mantener la distancia de aislación en aire fijada por las especificaciones. Además, las cuchillas de tierra deberán poder soportar durante el tiempo especificado las corrientes de falla.

En la playa de 132kV se encuentran nueve seccionadores de alta tensión, uno para la llegada de la línea, dos para acoplar la línea a las barras, cuatro para acoplar los transformadores a las barras y dos más para el campo de acoplamiento de barras.

Se seleccionan seccionadores de apertura horizontal de tres columnas y con movimiento giratorio central. Las características de los mismos se ven en la Tabla 9.

Tabla 9

Características de seccionadores de alta tensión

Características	Equipamiento
Fabricante	LAGO
Norma	IEC 62271-102
Modelo	SLA-3C/145
Tensión nominal	145kV
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV
LIWV	650kV
Corriente nominal de servicio	800A
Corriente admisible de breve duración	20kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50kA

6.1.3. Transformadores de corriente de alta tensión

Reducen, a valores no peligrosos y normalizados, los valores de corriente de la red, evitan conexiones directas, entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, y eliminan la necesidad de utilizar instrumentos especiales y costosos.

En la playa de 132kV se encuentran cuatro transformadores de corriente (TI), uno del campo de línea, otro para el campo de acoplamiento de barras y dos más para los campos de transformadores.

Se seleccionan transformadores aislados con papel-aceite y con las partes activas situadas en la parte superior del equipamiento.

Para los campos de línea y acoplamiento de barras se colocan transformadores con dos núcleos secundarios, uno para medición clase 0,5 y el otro para protección clase 5P. Las características de los mismos se ven en la Tabla 10.

Tabla 10

Características de transformadores de corriente de los campos de línea y acoplamiento

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	CA-145
Tensión nominal	145kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV
LIWV	650kV
Corriente de cortocircuito	120kA
Corriente primaria	300-600A
Relación de transformación	300-600/1-1A
Núcleo 1: Medición	50VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	50VA 5P30

Para los campos de transformadores de potencia se colocan TI con tres núcleos secundarios, uno para medición comercial (SMEC) clase 0,2, uno para medición clase 0,5 y el otro para protección clase 5P. Las características de los mismos se ven en la Tabla 11.

Tabla 11

Características de transformadores de corriente de los campos de transformadores

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	CA-145
Tensión nominal	145kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV
LIWV	650kV
Corriente de cortocircuito	120kA
Corriente primaria	200-400A
Relación de transformación	200-400/1-1A
Núcleo 1: Medición SMEC	25VA C10,2 Fs<5
Núcleo 2: Medición	50VA C10,5 Fs<5
Núcleo 3: Protección	50VA 5P40

6.1.4. Transformadores de tensión de alta tensión

Reducen, a valores no peligrosos y normalizados, los valores de tensión de la red, evitan conexiones directas, entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, y eliminan la necesidad de utilizar instrumentos especiales y costosos.

En la playa de 132kV se encuentran un transformador de tensión (TV), en el campo de línea.

Se selecciona un transformador aislado con papel-aceite, con las partes activas situadas en la parte inferior del equipamiento y con dos núcleos secundarios, uno para medición comercial (SMEC) clase 0,2 y el otro para medición y protección clase 0,5. Las características del mismo se ven en la Tabla 12.

Tabla 12*Características del transformador de tensión del campo de línea*

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-2
Modelo	UTE-145
Tensión nominal	145kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV
LIWV	650kV
Relación de transformación	$\frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV
Factor de tensión	Ft=1,2
Núcleo 1: Medición SMEC	300VA C10,2
Núcleo 2: Medición y protección	700VA C10,5

6.1.5. Descargadores de sobretensión de alta tensión

Limitan los valores de tensión que pueden experimentar los equipamientos en función de la posición en que se colocan.

En la playa de 132kV se encuentran tres descargadores, uno en el campo de línea y dos en los campos de transformadores.

Se seleccionan descargadores de óxido metálico con revestimiento de polímero de silicona. Las características de los mismos se ven en la Tabla 13.

Tabla 13*Características de descargadores de alta tensión*

Características	Equipamiento
Fabricante	ABB
Norma	IEC 60099-4
Modelo	PEXLIM Q
Tipo	Óxido de zinc
Tensión máxima de red	145kV
Tensión nominal	108kV
Tensión de trabajo continuo máxima	86kV
Capacidad de sobretensiones temporales (1s)	124kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s	254kV
Corriente de descarga	10kA

6.2. Equipamientos de media tensión

Los equipamientos de media tensión de la ET, se colocan en celdas modulares de aislamiento en aire de la marca Schneider, gama SM6. Y estas se ubican dentro del edificio de la caseta.

Los esquemas de los equipamientos se pueden ver en la sección Anexos, Plano 6: Unifilar de 33kV ET Central 2 y Plano 7: Unifilar de 13,2kV ET Central 2.

6.2.1. Celdas de media tensión

En esta sección se presentan los distintos tipos de celdas utilizadas en el sistema de media tensión de la ET. Esto permite seleccionar el equipamiento correspondiente en cada una.

Los diferentes tipos de celdas son las siguientes.

Celdas de salidas de 33kV

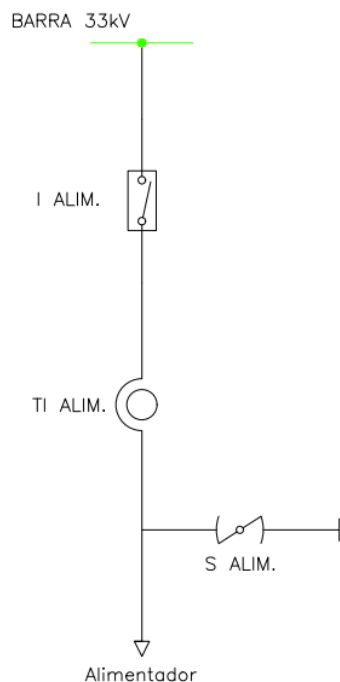
- Celda 1: A. Obras Sanitarias Municipal. (2)
- Celda 2: A. Hospital Masvernat, Zona Regimiento e Hipermercado. (3)
- Celda 3: A. J.J. Valle y La Pampa. (4)
- Celda 5: A. V. Zorraquín y Cnia. Ayuí. (5)

- Celda 9: A. V. Adela y Cementerio. (6)
- Celda 11: A. Magnasco. (7)
- Celda 12: A. Central N°3. (8)
- Celda 13: A. Sauré y Diamante. (15)

Para estas se selecciona una unidad de interruptor automático en SF6 desconectable de aislamiento simple, modelo DM1-A. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 11.

Figura 11

Esquema de celdas de salidas en 33kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un interruptor, un transformador de intensidad y un seccionador de tierra.

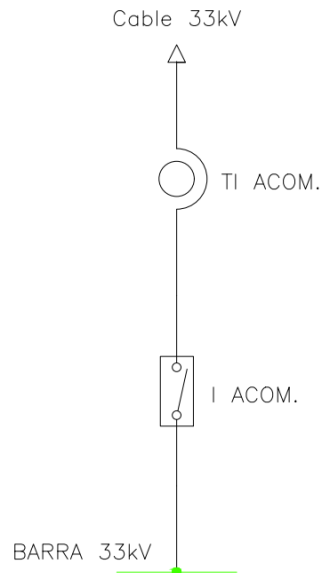
Celdas de acometidas a barras de 33kV

- Celda 4: Acometida de barra de 33kV desde transformador N°1.
- Celda 10: Acometida de barra de 33kV desde transformador N°2.

Para estas se selecciona una unidad de interruptor automático en SF6 desconectable de aislamiento doble a derecha o izquierda de línea de salida, modelo DM2. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 12.

Figura 12

Esquema de celdas de acometidas a barras de 33kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un interruptor y un transformador de intensidad.

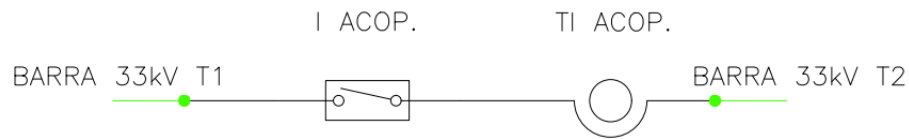
Celda de acoplamiento de barra de 33kV

- Celda 7: Acoplamiento longitudinal de barra de 33kV.

Para estas se selecciona una unidad de interruptor automático en SF6 desconectable de aislamiento doble a derecha o izquierda de línea de salida, modelo DM2. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 13.

Figura 13

Esquema de celda de acoplamiento de barras de 33kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un interruptor y un transformador de intensidad.

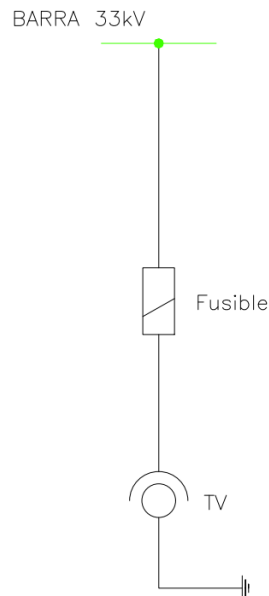
Celdas de medición de tensión de 33kV

- Celda 6: Medición de tensión de barra de 33kV desde transformador N°1.
- Celda 8: Medición de tensión de barra de 33kV desde transformador N°2.

Para estas se selecciona una unidad de transformadores de tensión de red con sistemas de neutro a tierra, modelo CM. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 14.

Figura 14

Esquema de celdas de medición de tensión de 33kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un fusible y un transformador de tensión.

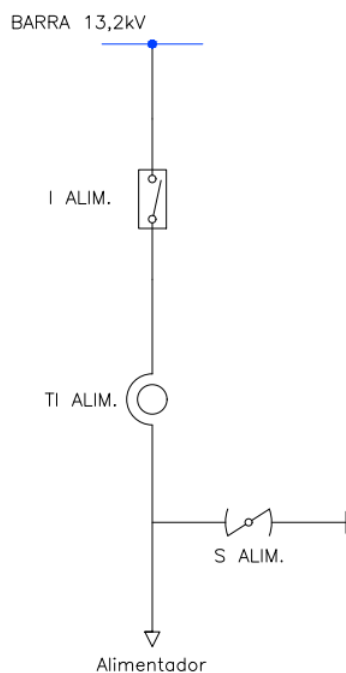
Celdas de salidas de 13,2kV

- Celda 14: A. Salida 14.
- Celda 24: A. Salida 16.

Para estas se selecciona una unidad de interruptor automático en SF6 desconectable de aislamiento simple, modelo DM1-A. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 15.

Figura 15

Esquema de celdas de salidas de 13,2kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un interruptor, un transformador de intensidad y un seccionador de tierra.

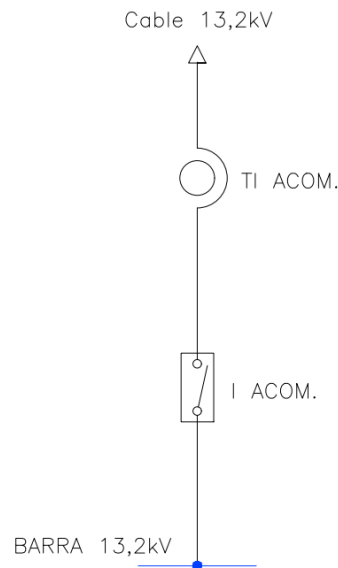
Celdas de acometidas a barras de 13,2kV

- Celda 15: Acometida de barra de 13,2kV desde transformador N°1.
- Celda 23: Acometida de barra de 13,2kV desde transformador N°2.

Para estas se selecciona una unidad de interruptor automático en SF6 desconectable de aislamiento doble a derecha o izquierda de línea de salida, modelo DM2. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 16.

Figura 16

Esquema de celdas de acometidas a barras de 13,2kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un interruptor y un transformador de intensidad.

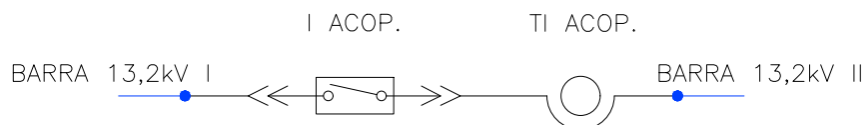
Celda de acoplamiento de barras de 13,2kV

- Celda 19: Acoplamiento longitudinal de barra de 13,2kV.

Para estas se selecciona una unidad de interruptor automático en SF₆ extraíble de aislamiento simple a derecha de línea de salida, modelo DM1-Z. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 17.

Figura 17

Esquema de celda de acoplamiento de barras de 13,2kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un interruptor y un transformador de intensidad.

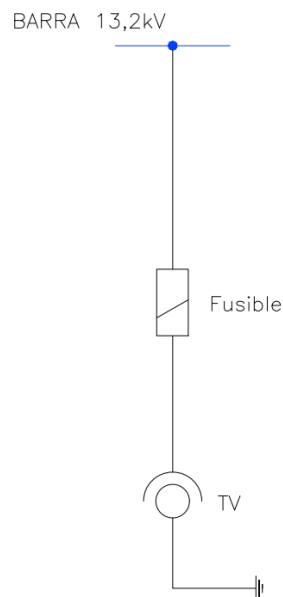
Celdas de medición de tensión de 13,2kV

- Celda 18: Medición de tensión de barra de 13,2kV desde transformador N°1.
- Celda 20: Medición de tensión de barra de 13,2kV desde transformador N°2.

Para estas se selecciona una unidad de transformadores de tensión de red con sistemas de neutro a tierra, modelo CM. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 18.

Figura 18

Esquema de celdas de medición de tensión de 13,2kV



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un fusible y un transformador de tensión.

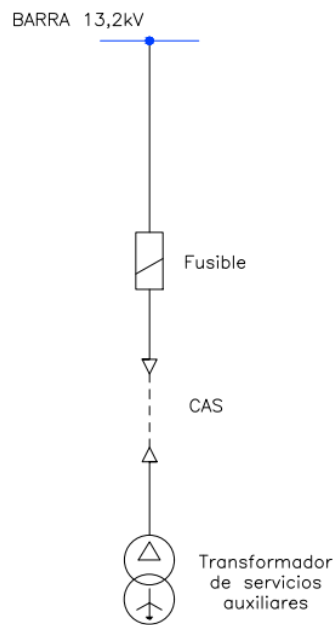
Celdas de transformadores de servicios auxiliares

- Celda 16: Transformador de servicios auxiliares N°1.
- Celda 22: Transformador de servicios auxiliares N°2.

Para esta se selecciona una unidad de transformador de MT/BT para alimentación auxiliar, modelo TM. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 19.

Figura 19

Esquema de celdas de transformadores de servicios auxiliares



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un fusible y la conexión a los conductores al transformador de servicios auxiliares.

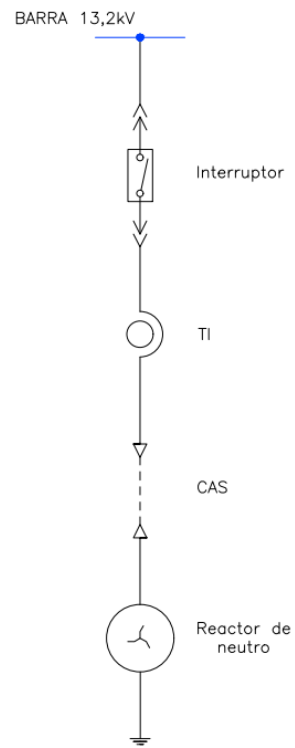
Celdas de reactores de neutro

- Celda 17: Reactor de neutro N°1.
- Celda 21: Reactor de neutro N°2.

Para estas se selecciona una unidad de interruptor automático en SF₆ extraíble de aislamiento simple a derecha de línea de salida, modelo DM1-Z. El esquema de estas celdas se ve en la Figura 20.

Figura 20

Esquema de celdas de reactores de neutro



Nota: Los equipamientos de este tipo de celdas son: un interruptor, un transformador de intensidad y la conexión a los conductores al reactor de neutro.

6.2.2. Interruptores de media tensión

Los interruptores deben ser capaces de cerrar, conducir e interrumpir los niveles nominales de corrientes en condiciones normales de operación del sistema. De la misma manera, deben cerrar, conducir durante un tiempo especificado e interrumpir los niveles de corrientes bajo condiciones anormales.

Se presentan los interruptores correspondientes a cada tipo de celda y nivel de tensión.

Celdas de salidas de 33kV

Las características del interruptor seleccionado se ven en la Tabla 14.

Tabla 14

Características de los interruptores de celdas de salidas de 33kV

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-100
Modelo	DM1-A
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	36kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Corriente nominal de servicio	630A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	20kA
Corriente térmica	20kA
Corriente de apertura	20kA
Cresta de corriente de cierre	50kA
Tiempo de cierre	<100ms
Tiempo de apertura	<60ms
Tiempo de corte	<75ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

Celdas de acometidas a barras de 33kV

Las características del interruptor seleccionado se ven en la Tabla 15.

Tabla 15

Características de los interruptores de celdas de acometidas a barras de 33kV

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-100
Modelo	DM2
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	36kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Corriente nominal de servicio	1250A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA
Corriente térmica	25kA
Corriente de apertura	25kA
Cresta de corriente de cierre	50kA
Tiempo de cierre	<100ms
Tiempo de apertura	<60ms
Tiempo de corte	<75ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

Celda de acoplamiento de barra de 33kV

Las características del interruptor seleccionado se ven en la Tabla 16.

Tabla 16

Características del interruptor de celda de acoplamiento de barra de 33kV

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-100
Modelo	DM2
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	36kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Corriente nominal de servicio	1250A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA
Corriente térmica	25kA
Corriente de apertura	25kA
Cresta de corriente de cierre	50kA
Tiempo de cierre	<100ms
Tiempo de apertura	<60ms
Tiempo de corte	<75ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

Celdas de salidas de 13,2kV

Las características del interruptor seleccionado se ven en la Tabla 17.

Tabla 17

Características de los interruptores de celdas de salidas de 13,2kV

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-100
Modelo	DM1-A
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente nominal de servicio	630A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA
Corriente térmica	25kA
Corriente de apertura	25kA
Cresta de corriente de cierre	50kA
Tiempo de cierre	<100ms
Tiempo de apertura	<60ms
Tiempo de corte	<75ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

Celdas de acometidas a barras de 13,2kV

Las características del interruptor seleccionado se ven en la Tabla 18.

Tabla 18

Características de los interruptores de celdas de acometidas a barras de 13,2kV

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-100
Modelo	DM2
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente nominal de servicio	630A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA
Corriente térmica	25kA
Corriente de apertura	25kA
Cresta de corriente de cierre	50kA
Tiempo de cierre	<100ms
Tiempo de apertura	<60ms
Tiempo de corte	<75ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

Celda de acoplamiento de barras de 13,2kV

Las características del interruptor seleccionado se ven en la Tabla 19.

Tabla 19

Características del interruptor de celda de acoplamiento de barra de 13,2kV

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-100
Modelo	DM1-Z
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente nominal de servicio	1250A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA
Corriente térmica	25kA
Corriente de apertura	25kA
Cresta de corriente de cierre	50kA
Tiempo de cierre	<100ms
Tiempo de apertura	<60ms
Tiempo de corte	<75ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

Celdas de reactores de neutro

Las características del interruptor seleccionado se ven en la Tabla 20.

Tabla 20*Características de los interruptores de celdas de reactores de neutro*

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-100
Modelo	DM1-Z
Aislamiento	SF6
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente nominal de servicio	1250A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA
Corriente térmica	25kA
Corriente de apertura	25kA
Cresta de corriente de cierre	50kA
Tiempo de cierre	<100ms
Tiempo de apertura	<60ms
Tiempo de corte	<75ms
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO

6.2.3. Seccionadores de media tensión

Los seccionadores deben ser capaces 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 deben mantener la distancia de aislación en aire fijada por las especificaciones. Además, las cuchillas de tierra deberán poder soportar durante el tiempo especificado las corrientes de falla.

Se presentan los seccionadores correspondientes a cada tipo de celda y nivel de tensión.

Celdas de salidas de 33kV

Las características del seccionador seleccionado se ven en la Tabla 21.

Tabla 21*Características de los seccionadores de celdas de salidas de 33kV*

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-102
Modelo	DM1-A
Tensión nominal	36kV
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Corriente nominal de servicio	630A
Corriente admisible de breve duración	20kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50kA

Celdas de salidas de 13,2kV

Las características del seccionador seleccionado se ven en la Tabla 22.

Tabla 22*Características de los seccionadores de celdas de salidas de 13,2kV*

Características	Equipamiento
Fabricante	Schneider
Norma	IEC 62271-102
Modelo	DM1-A
Tensión nominal	17,5kV
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente nominal de servicio	630A
Corriente admisible de breve duración	25kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50kA

6.2.4. Transformadores de corriente de media tensión

Reducen, a valores no peligrosos y normalizados, los valores de corriente de la red, evitan conexiones directas, entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, y eliminan la necesidad de utilizar instrumentos especiales y costosos.

Se presentan los transformadores de corriente correspondientes a cada tipo de celda y nivel de tensión.

Celdas de salidas de 33kV

Las características del TI seleccionado se ven en la Tabla 23.

Tabla 23

Características de los transformadores de corriente de celdas de salidas de 33kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ACF-36
Tensión nominal	36kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Corriente de cortocircuito	50kA
Corriente primaria	200-400A
Relación de transformación	200-400/5-5A
Núcleo 1: Medición	25VA CI0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	15VA 5P50

Celdas de acometidas a barra de 33kV

Las características del TI seleccionado se ven en la Tabla 24.

Tabla 24

Características de los transformadores de corriente de celdas de acometidas a barras de 33kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ACF-36
Tensión nominal	36kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Corriente de cortocircuito	48kA
Corriente primaria	600-1200A
Relación de transformación	600-1200/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	20VA 5P20

Celda de acoplamiento de barras de 33kV

Las características del TI seleccionado se ven en la Tabla 25.

Tabla 25

Características del transformador de corriente de celda de acoplamiento de barras de 33kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ACF-36
Tensión nominal	36kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Corriente de cortocircuito	48kA
Corriente primaria	600-1200A
Relación de transformación	600-1200/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	45VA 5P10

Celdas de salidas de 13,2kV

Las características del TI seleccionado se ven en la Tabla 26.

Tabla 26

Características de los transformadores de corriente de celdas de salidas de 13,2kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ACF-17
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA
Corriente primaria	400-800A
Relación de transformación	400-800/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	25VA 5P40

Celdas de acometidas a barras de 13,2kV

Las características del TI seleccionado se ven en la Tabla 27.

Tabla 27

Características de los transformadores de corriente de celdas de acometidas a barras de 13,2kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ACF-17
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA
Corriente primaria	500-1000A
Relación de transformación	500-1000/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	25VA 5P30

Celda de acoplamiento de barras de 13,2kV

Las características del TI seleccionado se ven en la Tabla 28.

Tabla 28

Características del transformador de corriente de celda de acoplamiento de barras de 13,2kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ACF-17
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA
Corriente primaria	500-1000A
Relación de transformación	500-1000/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	25VA 5P20

Celdas de reactores de neutro

Las características del TI seleccionado se ven en la Tabla 29.

Tabla 29

Características de los transformadores de corriente de celdas de reactores de neutro

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ACF-17
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA
Corriente primaria	500-1000A
Relación de transformación	500-1000/5-5A
Núcleo: Medición	30VA C10,5 Fs<5

6.2.5. Transformadores de tensión de media tensión

Reducen, a valores no peligrosos y normalizados, los valores de tensión de la red, evitan conexiones directas, entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, y eliminan la necesidad de utilizar instrumentos especiales y costosos.

Se presentan los transformadores de tensión correspondientes a cada tipo de celda y nivel de tensión.

Celdas de medición de tensión de barras de 33kV

Las características del TV seleccionado se ven en la Tabla 30.

Tabla 30

Características de los transformadores de tensión de celdas de medición de barras de 33kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044-2
Modelo	UCS-36
Tensión nominal	36kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV
LIWV	170kV
Relación de transformación	$\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV
Factor de tensión	Ft=1,2
Núcleo 1: Medición y protección	400VA C10,5

Celdas de medición de tensión de barras de 13,2kV

Las características del TV seleccionado se ven en la Tabla 31.

Tabla 31

Características de los transformadores de tensión de celdas de medición de barras de 13,2kV

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60044
Modelo	UCI-17
Tensión nominal	17,5kV
Frecuencia nominal	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV
LIWV	95kV
Relación de transformación	$\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV
Factor de tensión	Ft=1,2
Núcleo 1: Medición y protección	60VA CI0,5

6.2.6. Descargadores de sobretensión de media tensión

Limitan los valores de tensión que pueden experimentar los equipamientos en función de la posición en que se colocan.

Los descargadores de media tensión se ubican en la playa de 132kV, a la salida de los transformadores, en el punto donde se cambia de conductor desnudo a conductor aislado.

Descargadores de 33kV

Las características del descargador seleccionado se ven en la Tabla 32.

Tabla 32*Características de los descargadores de sobretensión de 33kV*

Características	Equipamiento
Fabricante	ABB
Norma	IEC 60099-4
Modelo	PEXLIM Q
Tipo	Óxido de zinc
Tensión máxima de red	36kV
Tensión nominal	30kV
Tensión de trabajo continuo máxima	24kV
Capacidad de sobretensiones temporales (1s)	34,5kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s	70,5kV
Corriente de descarga	10kA

Descargadores de 13,2kV

Las características del descargador seleccionado se ven en la Tabla 33.

Tabla 33*Características de los descargadores de sobretensión de 13,2kV*

Características	Equipamiento
Fabricante	ABB
Norma	IEC 60099-4
Modelo	MWK K4
Tipo	Óxido de zinc
Tensión nominal	13,8kV
Tensión de trabajo continuo máxima	11kV
Capacidad de sobretensiones temporales (1s)	15,07kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s	33,8kV
Corriente de descarga	10kA

6.3. Barras, conductores y cables

– Para 132kV

En la playa de alta tensión, las barras principales son conductores flexibles tendidos desde pórticos. Las barras están en esquema de doble barra y cada una de ellas está formada por tres conductores de fases. Los conductores son unipolares, de aluminio con alma de acero y sección nominal $300/50mm^2$. El vano de las barras (distancia entre pórticos) es de 50,5m. Y las bajadas desde las barras se realizan con conductores de la misma sección que el de estas.

El resto de conductores de 132kV en la playa, son rígidos y son los que unen los equipos de protección y maniobra. Estos son barras anulares de aluminio E-Al-Mg-Si 0,5 F22, con diámetro de 32mm y espesor de pared 6mm.

Para el hilo de guardia se utilizan conductores flexibles, unipolares, de acero y sección nominal de $70mm^2$.

– Para 33kV

Las barras de 33kV se encuentran dentro de las celdas de media tensión y son conductores rígidos. Estos son barras rectangulares de cobre E-Cu F30, con espesor de 10mm y altura 80mm.

Las acometidas a estas barras se realizan con cables de 33kV, unipolares, de marca PRYMIAN, modelo Retenax MT. Estos son de cobre, con aislación XLPE y sección nominal $2x95mm^2$ (dos conductores en paralelo).

– Para 13,2kV

Las barras de 13,2kV se encuentran dentro las de celdas de media tensión y son conductores rígidos. Estos son barras rectangulares de cobre E-Cu F30, con espesor de 10mm y altura 60mm.

Las acometidas a estas barras se realizan con cables de 13,2kV, unipolares, de marca PRYMIAN, modelo Retenax MT. Estos son de cobre, con aislación XLPE y sección nominal $2x70mm^2$ (dos conductores en paralelo).

6.4. Aisladores

- Para 132kV

En el nivel de 132kV se utilizan cadenas de aisladores para aislar las estructuras de los conductores de fases. Estas cadenas en todos los casos se utilizan como retención, por lo que están sometidas al tiro de los conductores y deben soportar mecánicamente estos esfuerzos. Además, cumplen con los requisitos eléctricos del lugar donde está localizada la estación, condiciones de polución. Las características de la cadena de aisladores seleccionada se ven en la Tabla 34.

Tabla 34

Características de cadenas de aisladores de 132kV

Características	Equipamiento
Fabricante	FAPA
Tipo	Cadena de aisladores
Aislación	Porcelana
Número de aisladores	8
LIWV	880kV
Tensión soportada a frecuencia industrial	320kV
Línea de fuga	2360mm
Carga mecánica	120kN
Diámetro	255mm
Largo	1168mm
Peso	42,4kg

Además, se utilizan aisladores soporte con el fin de conducir las barras de los equipamientos de 132kV de la playa a través del muro anti llamas del transformador manteniendo las distancias eléctricas. En este caso solo debe resistir los esfuerzos electrodinámicos en condición de cortocircuito. Las características del aislador soporte seleccionado se ven en la Tabla 35.

Tabla 35*Características de los aisladores soporte de 132kV*

Características	Equipamiento
Fabricante	Poinsa
Tipo	Apoyo
Modelo	C6-650
Aislación	Aislador polimérico
Tensión nominal	132kV
Línea de fuga mínima	2320mm
Carga mecánica	600daN
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV
LIWV	650kV

– Para 33kV

Se utilizan aisladores soporte con el fin de conducir las barras de 33kV que salen del transformador, a través del muro anti llamas, hasta el punto donde se cambia a conductor subterráneo, manteniendo las distancias eléctricas. En este caso solo debe resistir los esfuerzos electrodinámicos en condición de cortocircuito. Las características del aislador soporte seleccionado se ven en la Tabla 36.

Tabla 36*Características de los aisladores soporte de 33kV*

Características	Equipamiento
Fabricante	FAPA
Tipo	Apoyo
Modelo	ALP 57-3
Aislación	Aislador polimérico
Tensión nominal	33kV
Línea de fuga mínima	737mm
Carga mecánica	1270daN
Nivel soportado a la frecuencia industrial	100kV
LIWV	210kV

Aisladores soporte de 13,2kV

- Para 13,2kV

Se utilizan aisladores soporte con el fin de conducir las barras de 13,2kV que salen del transformador, a través del muro anti llamas, hasta el punto donde se cambia a conductor subterráneo, manteniendo las distancias eléctricas. En este caso solo debe resistir los esfuerzos electrodinámicos en condición de cortocircuito. Las características del aislador soporte seleccionado se ven en la Tabla 37.

Tabla 37*Características de los aisladores soporte de 13,2kV*

Características	Equipamiento
Fabricante	FAPA
Tipo	Apoyo
Modelo	ALP 57-1
Aislación	Aislador polimérico
Tensión nominal	13,2kV
Línea de fuga mínima	356mm
Carga mecánica	1270daN
Nivel soportado a la frecuencia industrial	60kV
LIWV	130kV

6.5. Trampas de ondas

Para la comunicación a distancia con la ET Concordia, se instala un sistema de onda portadora (OP). Este sistema se basa en transmitir señales de alta frecuencia por la línea de alta tensión, para filtrarlas con una bobina de bloqueo y utilizarlas como información.

La bobina se coloca en serie con la línea y presenta una alta impedancia en la banda de frecuencias entre 50 y 500kHz, evitando la pérdida de la señal. Además, la impedancia a frecuencia industrial, 50Hz, es insignificante, para evitar interferencias con la transmisión eléctrica.

El sistema consta de dos bobinas de onda portadora conectadas en serie una por fase. Este sistema de reserva permite realizar mantenimiento sobre una de las bobinas sin perder las comunicaciones.

La bobina de bloqueo seleccionada se ve en la Tabla 38.

Tabla 38*Características de la bobina de bloqueo*

Características	Equipamiento
Fabricante	ARTECHE
Norma	IEC 60353
Intensidad nominal	400A
Intensidad de cortocircuito	16kA
Inductancia nominal a 100kHz	Rango de 0,2 a 2mH
Ancho de banda	Entre 50 y 500kHz

6.6. Transformadores de potencia

Para la estación transformadora se seleccionan dos transformadores trifásicos, con tres arrollamientos, aislados en aceite y cuyas tensiones son 132/33/13,2kV. Cada transformador posee una potencia de 30MVA en el lado de alta tensión desde el cual será alimentado y puede entregar 10MVA en 13,2kV y 30MVA en 33kV. Las características de los transformadores seleccionados se ven en la Tabla 39.

Tabla 39*Características de los transformadores de potencia*

Características	Equipamiento
Fabricante	Tadeo Czerweny
Norma	IEC 60076
Tensiones nominales	132/34,5/13,86kV
Potencias nominales	30/30/10MVA
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV
LIWV	650kV
Regulación 132kV (bajo carga)	132±10x1,25%kV
Regulación 33kV (sin carga)	34,5±2x2,5%kV
Frecuencia	50Hz
Grupo de conexión	YN/yn0/d11
Impedancias directas de cortocircuito entre arrollamientos	$X_{12} = 11\%$
	$X_{13} = 17\%$
	$X_{23} = 6\%$
Impedancia homopolar de cortocircuito	$X_{01} = 10,45\%$
	$X_{02} = 0\%$
	$X_{03} = 5,7\%$
Clase de aislación	A
Sistema de refrigeración	ONAN (0-70%) y ONAF (70-100%)

El área en que se instalan los transformadores, en la playa de maniobra, se protege ante accidentes tales como la explosión del transformador con muros para llamas o de derrames del aceite aislante con la cuba de contención. Estas instalaciones de protección mantienen las distancias mínimas dadas por la norma AEA 95402.

Los bobinados de los transformadores con conexión estrella, 33kV y 132kV, conectan sus neutros rígidamente a tierra y los arrollamientos con conexión triángulo, 13,2kV, forman un neutro artificial con reactores de neutro.

6.7. Reactores de neutros

Para poder detectar una falla a tierra en los arrollamientos conectados en triángulo de los transformadores (lado de 13,2kV), se crea un neutro artificial con reactores de neutro. De esta manera, se permite el retorno de la corriente de falla y, al detectarla, pueden actuar las protecciones. Las características de los reactores seleccionados se muestran en Tabla 40.

Tabla 40

Características de los reactores de neutro

Características	Equipamiento
Fabricante	Tadeo Czerweny
Norma	IRAM 2079
Tensiones nominales	13,2kV
Conexión del arrollamiento	Zigzag
Impedancia homopolar por fase (75°C)	$12\Omega \pm 10\%$
Nivel soportado a la frecuencia industrial	34kV
LIWV	95kV
Potencia de régimen permanente por desequilibrio	1450kVA
Potencia nominal en régimen de falla	14500kVA
Corriente de falla nominal por fase	634A
Corriente de falla máxima admisible de neutro	1902A

7. Estructuras

Dentro de la ET se encuentran cuatro tipos de estructuras diferenciadas en su función. La primera estructura, ingresa la línea a la ET y cambia su dirección para dirigirla perpendicularmente a las barras principales, esta es la estructura de retención angular (90°). Luego la línea termina en un pórtico de retención terminal para realizar las bajadas hasta las barras rígidas de los equipos de la playa de alta tensión. Además, para sostener las barras principales de alta tensión, se utilizan los pórticos de barras. Todas estas estructuras, sostienen los conductores de fases y los conductores del hilo de guardia.

Para completar el sistema de protección contra rayos, se colocan dos columnas que sostienen un conductor de hilo de guardia sobre los transformadores.

Las dimensiones de las columnas, las fundaciones y los cabezales geométricos de las estructuras, se pueden ver en la sección Anexos, Plano 8: Columna de retención angular, Plano 9: Pórtico de retención terminal de línea, Plano 10: Pórtico de barras y Plano 11: Columnas de SPCR de transformadores.

7.1. Conductores

Los conductores de alta tensión son de dos tipos, conductores de fases y conductores del hilo de guardia.

Los parámetros mecánicos de los conductores son:

- Para conductores de fases

Material: Aluminio con alma de acero

Sección: $300/50mm^2$

Sección real: $S_r = 353,5mm^2$

Diámetro: $\emptyset = 24,5mm$

Peso: $G = 1227 \frac{daN}{km}$

Módulo de elasticidad: $E_c = 7700 \frac{daN}{mm^2}$

Carga de rotura: $T_r = 10500daN$

Coef. De dilatación térmica: $\alpha_c = 0,0000189 \frac{1}{^\circ C}$

- Para conductores de hilos de guardia

Material: Acero

Sección: $70mm^2$

Sección real: $S_{rhg} = 65,74mm^2$

Diámetro: $\varnothing_{hg} = 10,5mm$

Peso: $G_{hg} = 527 \frac{daN}{km}$

Módulo de elasticidad: $E_{chg} = 20000 \frac{daN}{mm^2}$

Carga de rotura: $T_{rhg} = 5259,2daN$

Coef. De dilatación térmica: $\alpha_{chg} = 0,000011 \frac{1}{^\circ C}$

Los conductores tienen su mayor exigencia mecánica en el estado atmosférico de temperatura media anual, para todos los vanos de la estación. Por esto, se tienden los conductores con la limitación puesta para el estado V, estas se adoptan como:

- Para conductores de fases

$$\sigma_{5adm} = 0,15 \cdot \sigma_r = 4,5 \frac{daN}{mm^2}$$

- Para conductores de hilos de guardia

$$\sigma_{5hgadm} = 0,08 \cdot \sigma_{rhg} = 6,4 \frac{daN}{mm^2}$$

Las tablas de tendido para los conductores de fases e hilo de guardia se ven en la sección Memoria de cálculo, punto 4.1. Cálculo mecánico de conductores en Tabla 114 y Tabla 115 respectivamente.

7.2. Columnas

Todas las estructuras se forman con columnas de hormigón armado y en caso de ser necesario, se forman estructuras de múltiples columnas unidas por vínculos.

- Columna de retención angular

La columna de retención angular es una estructura triple (tres postes unidos por vínculos) y su cabezal geométrica es coplanar vertical. Las alturas de los conductores son:

Altura del conductor 1: $H_1 = 8m$

Altura del conductor 2: $H_2 = 10m$

Altura del conductor 3: $H_3 = 12m$

Altura del hilo de guardia: $H_{hg} = 14m$

Las columnas utilizadas para estas estructuras tienen las siguientes características:

Altura del poste: $H_{poste} = 16m$

Carga de rotura: $R_c = 1800daN$

Los vanos de esta estructura son el 1 (32m), desde fuera de la estación, y el 2 (17,5m), hacia el pórtico de retención de línea.

- Pórtico de retención terminal de línea

El pórtico de retención terminal de línea tendrá dos columnas, donde cada una soporta el mismo esfuerzo, y ambas se construyen como estructuras dobles (dos postes unidos por vínculos). Su cabezal geométrico es coplanar horizontal, con dos hilos de guardia, uno por cada columna. Las alturas de los conductores son:

Altura del conductor 1: $H_1 = 8m$

Altura del conductor 2: $H_2 = 8m$

Altura del conductor 3: $H_3 = 8m$

Altura de los hilos de guardia: $H_{hg} = 10m$

Las columnas utilizadas para estas estructuras tienen las siguientes características:

Altura del poste: $H_{poste} = 12m$

Carga de rotura: $R_c = 1500daN$

El vano de esta estructura es el 2 (17,5m), que comparte con la columna de retención angular.

- Pórticos de barras

Los pórticos de barras tendrán tres columnas cada uno, diferenciándose estas según las cargas que soportan como: columna central y columnas laterales. Para ambos casos se utilizan estructuras dobles (dos postes unidos por vínculos). Su cabezal geométrico es coplanar

horizontal, con tres hilos de guardia, uno por cada columna. Las alturas de los conductores son:

Altura del conductor 1: $H_1 = 10m$

Altura del conductor 2: $H_2 = 10m$

Altura del conductor 3: $H_3 = 10m$

Altura de los hilos de guardia: $H_{hg} = 12m$

Las columnas utilizadas para estas estructuras tienen las siguientes características:

Altura del poste: $H_{poste} = 14m$

Carga de rotura: $R_c = 2400daN$

Los pórticos de barras sostienen el vano 3 (50,5m), desde ambos extremos.

- Columnas del SPCR de transformadores

Las columnas del SPCR de transformadores son estructuras simple. Y portan un unico hilo de guardia, cuya altura es:

Altura del hilo de guardia: $H_{hg} = 12m$

Las columnas utilizadas para estas estructuras tienen las siguientes características:

Altura del poste: $H_{poste} = 14m$

Carga de rotura: $R_c = 1500daN$

Las columnas del SPCR de transformadores, sostienen el vano 4 (27,85m), desde ambos extremos.

7.3. Fundaciones

Las fundaciones de las estructuras se construyen con hormigón simple y su forma responde al método de Sulzberger, es decir que para responder al momento volcador, utilizan el momento de encastramiento y de fondo que pueda proporcionar el suelo. Las dimensiones y forma de cada una se seleccionan por los esfuerzos en juego y por la capacidad del suelo de responder ante las distintas solicitaciones.

A continuación, se da un resumen de las dimensiones y formas de cada fundación.

- Columna de retención angular

Forma: Fundación cuadrada

Ancho de la fundación: $A_{fund} = 2,6m$

Largo de la fundación: $B_{fund} = 2,6m$

Profundidad de la fundación: $T_{fund} = 2,4m$

Volumen de la fundación: $vol_{fund} = 14,5m^3$

- Pórtico de retención terminal de línea

Forma: Fundación rectangular

Ancho de la fundación: $A_{fund} = 2,4m$

Largo de la fundación: $B_{fund} = 1,3m$

Profundidad de la fundación: $T_{fund} = 2,4m$

Volumen de la fundación: $vol_{fund} = 6,538m^3$

- Pórticos de barras

Columna central

Forma: Fundación cuadrada

Ancho de la fundación (A_{fund}): $A_{fund} = 2,4m$

Largo de la fundación (B_{fund}): $B_{fund} = 2,4m$

Profundidad de la fundación (T_{fund}): $T_{fund} = 2,3m$

Volumen de la fundación (vol_{fund}): $vol_{fundccent} = 12,117m^3$

Columna lateral

Forma: Fundación rectangular

Ancho de la fundación (A_{fund}): $A_{fund} = 2,4m$

Largo de la fundación (B_{fund}): $B_{fund} = 1,5m$

Profundidad de la fundación (T_{fund}): $T_{fund} = 2,3m$

Volumen de la fundación (vol_{fund}): $vol_{fundclat} = 7,149m^3$

- Columnas del SPCR de transformadores

Forma: Fundación cuadrada

Ancho de la fundación (A_{fund}): $A_{fund} = 1m$

Largo de la fundación (B_{fund}): $B_{fund} = 1m$

Profundidad de la fundación (T_{fund}): $T_{fund} = 2,2m$

Volumen de la fundación (vol_{fund}): $vol_{fund} = 1,635m^3$

8. Obras civiles

Para el diseño de las obras civiles, se siguen las recomendaciones dadas por la norma AEA 95402. En la Tabla 41 se pueden ver las normas de aplicación dadas con la misma.

Tabla 41

Normas de obras civiles

Norma	Título
CIRSOC 101	Cargas y sobrecargas gravitatorias para el cálculo de las estructuras de edificios
CIRSOC 102	Acción del viento sobre las construcciones
INPRES – CIRSOC 103	Normas Argentinas para las construcciones sismo resistentes
CIRSOC 104	Acción de la nieve y del hielo sobre las construcciones
CIRSOC 201	Proyecto, cálculo y ejecución de estructuras de hormigón armado y pretensado
CIRSOC 301	Proyecto, cálculo y ejecución de estructuras de acero para edificios
CIRSOC 302	Fundamentos de cálculo para los problemas de estabilidad del equilibrio en las estructuras de acero
CIRSOC 303	Estructuras livianas de acero

Estudios geotécnicos

Para la ejecución del proyecto se debe realizar un estudio geotécnico que permita definir las características portantes, físicas y químicas del terreno. Este estudio debe contener los siguientes datos:

- Descripción del método utilizado.
- Descripción de los distintos estratos.
- Clasificación según el método unificado de Casagrande.
- Nivel de la capa freática.
- Pesos específico natural y secado a estufa.
- Límites líquido y plástico y por diferencia, Índice de plasticidad.
- Cohesión.
- Ángulo de rozamiento interno,
- Tipo de fundación recomendada.
- Cota de fundación.
- Valor de resistencia para fundaciones directas.
- Valor de resistencia de punta y de fricción para fundaciones indirectas.
- Coeficiente de balasto y su ley de variación con la profundidad.
- Grado de agresividad del suelo y del agua de napa.
- Valor de la resistividad del terreno.

Nivelación del terreno

El nivel del terreno debe permitir que el agua de lluvia evacue naturalmente hacia el exterior, evitando su acumulación dentro del predio de la ET e impidiendo el ingreso de aguas desde el exterior. Esto se consigue mediante el movimiento de suelos, proyectando los niveles hacia las calles o rutas adyacentes.

Para lograr los valores de tensiones de paso y de contacto dentro de los límites admitidos se aplica un recubrimiento granular de roca partida y espesor $h_s = 0,25m$.

Caminos internos

Estos permiten la circulación dentro de la estación de vehículos para el montaje y personal de mantenimiento e inspección. Se diferencia el tipo de camino para cada caso como camino de carga pesada y secundarios.

Camino de carga pesada

El camino para ingresar los equipos a instalar se construye con un espesor de la sub-base, base y hormigón según los datos del estudio de suelos y de las cargas. Estos tienen un ancho de 5m y se ensancha frente a la ubicación de los transformadores de potencia, para permitir la operación del carretón y equipo auxiliares de montaje.

Caminos secundarios

Son aquellos que permiten el desplazamiento de pick-ups y de camiones livianos para las tareas de mantenimiento de la ET y de equipos y aparatos durante el montaje inicial de la estación. Se construyen de hormigón armado y su ancho es de 3m.

Cerramiento perimetral

La norma define el uso de un muro perimetral para estaciones en zonas urbanas y en caso de encontrarse la ET dentro de un predio mayor, se debe instalar alambrado de cerramiento exterior. Para la estación de este proyecto se utiliza una solución mixta, ya que se encuentra situada en la esquina del predio de Central 2.

En los límites con el exterior (límites con las calles Pedro Sauré y Nogoyá), se construyen muros perimetrales de hormigón. Su espesor es de 15cm y una altura de 2,8m. En su coronamiento, para impedir el acceso, se colocan alambres de púa de cerco olímpico. Para terminar el cierre, y separar el espacio de la ET con el resto del predio, se coloca un alambrado de cerramiento exterior. Este es del tipo olímpico, con altura de 2m y un coronamiento de alambre de púas de 0,5m

Edificios

En la ET se construye la caseta, que es un edificio a la intemperie, donde se ubica las salas de controles, de comunicaciones, de baterías, de tableros y repartidores.

El cálculo y ejecución de esta, debe seguir los lineamientos de las normas CIRSOC y satisfacer las condiciones establecidas en la Ley 19587-dec. 371/79. Estas especifican entre otras cosas los límites de sobrecarga, la vida útil de 50 años y el interés nacional de la instalación.

En cuanto a la arquitectura, se busca limitar el impacto visual que pueda generar con el resto de estructuras del predio. Además, se debe sobre elevar el terreno y pavimento circundante 20cm, con el fin de evacuar agua.

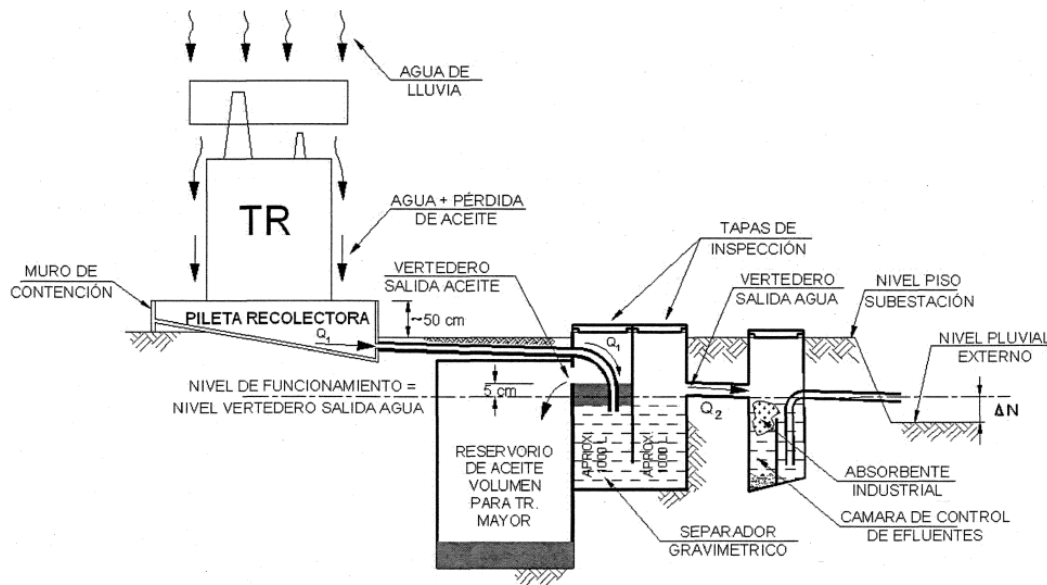
Bases de transformadores y reactores

Las bases se construyen de hormigón armado y cuenta con una pileta de recolección para perdidas de aceite, que sobrepasa 0,5m las dimensiones de los transformadores. La pileta tiene un muro de contención perimetral de hormigón de resistencia al fuego F 90 y una pendiente pronunciada, hacia una canaleta recolectora, que comunica con el sistema de desagote. La boca de acceso de la canaleta está protegida por un sistema de corta llamas, que impidan el paso del fuego en caso de derrames de aceite encendido. Además, se instala una cisterna recolectora impermeable, a la que se conducen los posibles derrames y que tiene la capacidad de almacenar la totalidad del aceite de un transformador.

Como la instalación es a la intemperie se prevé un sistema de separación de agua y aceite, que retenga aceite y lo derive a la cisterna recolectora, permitiendo que el agua llegue a los desagües pluviales. El agua antes de ser descargada debe circular por una cámara de control de efluentes, equipada con un sistema de fibras absorbente que retire el aceite que no haya sido separado.

Todos los conductos de desagote cuentan con tapas de acceso para realizar controles.

El sistema de desagüe ejemplificado en la norma se muestra en la Figura 21.

Figura 21*Separador gravimétrico y cámara de control de efluentes*

Nota: Figura 17.D de la norma AEA 95402.

Muros corta llamas

Se instala entre los transformadores y a sus laterales, muros corta llamas para evitar que un eventual incendio de un transformador se propague al otro transformador, a los equipamientos, a las estructuras y/o a los edificios adyacentes. Sus dimensiones sobrepasan, en altura, 0,5m al tanque de expansión y, en ancho, 0,5m a cada lado de la pileta de contención.

Canales de cables

Los canales para conductores, se construyen con hormigón in situ, con tapas removibles y pendientes y desagües que permitan evacuar el agua de lluvia. Los encuentros de canales se resuelven con chanfles de 45° para permitir el giro de los cables con comodidad y sin forzarlos.

9. Protecciones

Tienen el objetivo de proteger a la instalación y a los equipos de perturbaciones que pueden aparecer. Estas pueden ser cortocircuitos, fallas de aislación, rechazo de cargas, caída o incremento de la tensión, pérdidas de estabilidad u otras.

El sistema de protecciones debe tener las siguientes cualidades:

- **Confiabledad:** esto contempla que el sistema no deje de operar, no dispare incorrectamente y el tiempo en que el equipo está disponible para su uso.
- **Velocidad:** el sistema debe actuar en el menor tiempo posible.
- **Selectividad:** en caso de actuar, debe mantener la mayor parte posible del sistema en funcionamiento.

Además de esto, el sistema debe actuar con el principio de respaldo en sus funciones. Esto quiere decir que un defecto en alguna función no indique la pérdida total de la protección.

La selección de las protecciones principales y de respaldo de los equipos se realiza siguiendo los pasos y sugerencias de la guía de diseño y normas de protecciones de Transener. El sistema de protecciones del proyecto abarca la línea LAT Central 2 (ver Tabla 42), los transformadores de potencia en sus tres arrollamientos y reactores de neutro (ver Tabla 43), las salidas en media tensión (ver Tabla 44 y Tabla 45) y el acoplamiento de barras (ver Tabla 46).

Tabla 42*Protecciones de la LAT Central 2*

Protección	Funciones de protección
Principal	❖ Mínima impedancia (21)
	❖ Sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N)
	❖ Direccional de corriente de neutro (67N)
	❖ Sobrecorriente instantánea (50)
	❖ Máxima componente inversa desequilibrio (46)
	❖ Máxima tensión (59)
	❖ Autorecierre (79)
	❖ Localizador (LF)
De respaldo	❖ Oscilografía (OSC)
	❖ Mínima impedancia (21)
	❖ Direccional de corriente de neutro (67N)
Interruptor	❖ Sobrecorriente instantánea (50)
	❖ Fallo de apertura de interruptor (PFI)
	❖ Discrepancia de polos (DP)
	❖ Dispositivo antibombeo

Tabla 43*Protecciones de transformadores de potencia*

Protección	Funciones de protección
Principal (132kV)	❖ Diferencial de transformador (87T)
	❖ Diferencial de neutro de transformador (87NT)
	❖ Direccional de corriente (67)
	❖ Sobrecorriente instantánea (50)
	❖ Sobrecorriente de tiempo inverso (51)
	❖ Sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N)
	❖ Máxima frecuencia (81O)
	❖ Mínima frecuencia (81U)
❖ Oscilografía (OSC)	
De respaldo (132kV)	❖ Direccional de corriente de neutro (67N)
Interruptor (132kV)	❖ Fallo de apertura de interruptor (PFI)
	❖ Discrepancia de polos (DP)
	❖ Dispositivo antibombeo
Propia de transformador (132/33/13,2kV)	❖ Buchholz (presión y nivel) (63/71)
	❖ Válvula de sobrepresión (63L)
	❖ Nivel magnético transformador (63NT)
	❖ Nivel magnético regulador (63NR)
	❖ Temperatura (26T)
	❖ Imagen térmica (49)
Principal (33kV)	❖ Cuba del transformador (64)
	❖ Mínima impedancia (21)
	❖ Máxima tensión (59)
	❖ Direccional de corriente de neutro (67N)
Interruptor (33kV)	❖ Fallo de apertura de interruptor (PFI)
	❖ Discrepancia de polos (DP)
	❖ Dispositivo antibombeo

Protección	Funciones de protección
Propia de reactor de neutro de puesta a tierra (13,2kV)	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Buchholz (presión) (63) ❖ Válvula de sobrepresión (63L) ❖ Temperatura (26T) ❖ Cuba del transformador (64)
Principal (13,2kV)	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Sobrecorriente de tiempo inverso (51) ❖ Máxima tensión (59) ❖ Direccional de corriente de neutro (67N)
Interruptor (13,2kV)	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Fallo de apertura de interruptor (PFI) ❖ Discrepancia de polos (DP) ❖ Dispositivo antibombeo
Principal reactor de neutro de puesta a tierra (13,2kV)	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N) ❖ Oscilografía (OSC)

Tabla 44*Protecciones de salidas de 33kV*

Protección	Funciones de protección
Principal	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Sobrecorriente instantánea (50) ❖ Sobrecorriente de tiempo inverso (51) ❖ Direccional de corriente de neutro (67N) ❖ Autorecierre (79)

Tabla 45*Protecciones de salidas de 13,2kV*

Protección	Funciones de protección
Principal	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Sobrecorriente instantánea (50) ❖ Sobrecorriente de tiempo inverso (51) ❖ Direccional de corriente de neutro (67N) ❖ Autorecierre (79)

Tabla 46*Protecciones del acoplamiento de barras*

Protección	Funciones de protección
Principal	❖ Sobrecorriente de tiempo inverso (51)
	❖ Sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N)
De respaldo	❖ Sobrecorriente de tiempo inverso (51)
	❖ Sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N)
Interruptor	❖ Fallo de apertura de interruptor (PFI)
	❖ Discrepancia de polos eléctrica (PDP)
	❖ Dispositivo antibombeo

10. Sala de control

Para supervisar el funcionamiento de la ET, se colocan aparatos de medida en celdas situadas en el interior de la caseta. Esto permite llevar un control visual en tiempo real de los valores eléctricos relevantes de la estación y el consumo de las cargas conectadas. Estos aparatos son:

- Amperímetros.
- Voltímetros.
- Contador de potencia activa.
- Contador de potencia reactiva.
- Frecuencímetro.
- Factor de potencia.

11. Requisitos de orden regulatorio

Se siguen las recomendaciones de la guía de diseño para estaciones transformadoras de Transener, en la que resumen lo aplicable de los procedimientos de CAMMESA a la ET.

Sistema de comunicaciones para operación del MEM (SCOM)

Los medios de telecomunicaciones, que vinculan a los Agentes del mercado eléctrico mayorista (MEM) con el organismo encargado del despacho (OED) y a los Agentes del MEM entre ellos, deben dar el soporte de comunicaciones necesario para la operación en tiempo real del MEM. Para satisfacer estos requerimientos, se dispone de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- Transmisión de datos del SOTR.
- Comunicaciones de Voz operativas.
- Transmisión de datos para el SMEC.

Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR)

Se cumplen lo solicitado en el Anexo 24, punto 2. Sistema de operación en tiempo real (SOTR), de los procedimientos para la operación en tiempo real del sistema.

Se cuenta con enlaces de datos con los centros de control para el envío de información bidireccional, diseñados para asegurar la disponibilidad del 99,5% requerida por la reglamentación vigente.

La información requerida para su envío y los datos característicos de dicha información serán los indicados en el Anexo 24.

Comunicaciones de voz operativas

Son los vínculos telefónicos de uso exclusivo para operación en tiempo real destinados a establecer las comunicaciones de voz entre sus Centros de Control de Operaciones y el Centro de Control de Operaciones del OED. También, con aquellos Centros de Control de Operaciones comprendidos en las situaciones especiales contempladas en el Anexo N° 25 de Los Procedimientos o cuando exista una relación funcional de tipo operativo entre ellos.

Se debe asegurar la disponibilidad permanente de esta vinculación.

Sistema de Medición Comercial (SMEC)

Se cumplen los requerimientos del sistema de medición comercial (SMEC), de acuerdo a lo establecido en el Anexo 24, punto 1. Sistema de mediciones de carácter comercial del MEM (SMEC), de los procedimientos de CAMMESA, que es a su vez es citado por la resolución N°164/92.

Los aparatos de medición de energía activa para facturación, en el caso de nodos de interconexión en tensiones mayores o iguales a 132kV, deben ser clase 0,2 para TI y TV.

Señales de Control

Las señales a ser enviadas al centro de control deben ser entregadas a una unidad terminal remota (RTU) para la adquisición de datos. Con estos, se pueden registrar eventos, comunicar datos para telecontrol y monitoreo remoto. Además, se utiliza para enviar la información al sistema SCADA para la supervisión de la estación.

La información que se transmite a la RTU, desde los relés de protección y equipos de medición, es:

- Corrientes de fase.
- Tensiones de fase y línea.
- Factor de potencia.
- Potencias activa y reactiva.
- Energías activa y reactiva.
- Frecuencia.
- Funciones de protección: distancia (21), sobre corriente de fase a tierra (50), sobre corriente temporizado (51), sobre corriente direccional (67), sobre frecuencia (81), sobre tensión (59), sub tensión (27), etc.
- Estado de los equipos de la playa: interruptor, seccionador de barra, seccionador de línea y seccionador de tierra.
- Función de desconexión automática de demanda (DAC).

El equipamiento utilizado para la RTU, es un ordenador modular de subestación modelo MiCOM C264 de Schneider, en su modo de RTU. Este es compatible con los relé e instrumentos de medición de las celdas de media tensión y los correspondientes al equipamiento de la playa.

Las características del equipo se detallan a continuación:

Alimentación

Es alimentado con 48Vcc desde las baterías de servicios auxiliares.

Entradas y salidas

Cuenta con las siguiente cantidad y tipos de salidas:

- 5012 entradas digitales y 1024 salidas digitales.
- 1024 entradas analógicas.
- 128 contadores digitales y 128 setpoints digitales.
- 4 TI y 5 TV.
- 16 entradas para IEDs por canal serie.

Comunicación Ethernet

Para la comunicación Ethernet se utilizan los protocolos IEC 61850 y IEC 60870-5-104.

Comunicación Serial

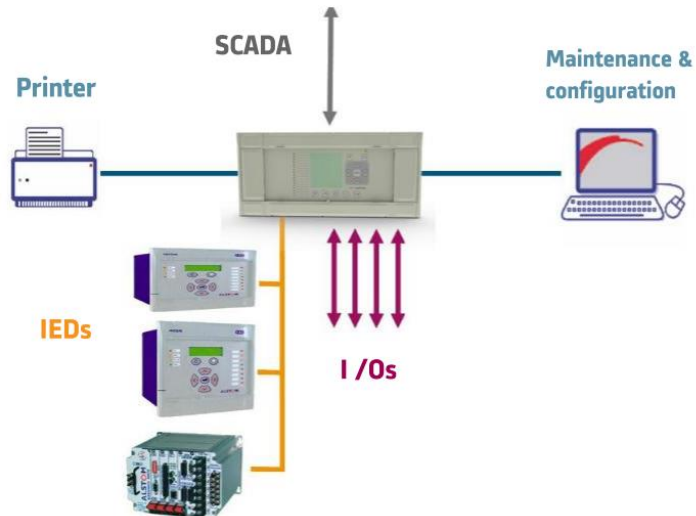
Se permiten hasta 2 SCADA o 4 IED canales por dispositivo. Y se utilizan los protocolos:

- Protocolo SCADA puede usarse DNP3.0, IEC 60870-5-101 y MODBUS.
- Protocolo IED puede usarse DNP3.0, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103 y MODBUS.

La conexión indicada por el fabricante se ve en la Figura 22.

Figura 22

Esquema de conexión de la RTU



Nota: SCADA (supervisión, control y adquisición de datos), IEDs (dispositivo electrónico inteligente), printer (impresión), maintenance y configuration (mantenimiento y configuración) y I/Os (entradas y salidas).

12. Servicios auxiliares

El sistema de servicios auxiliares (SA) es el conjunto de elementos destinados a cubrir los requerimientos de alimentación en corriente alterna (CA) y corriente continua (CC) de los sistemas de iluminación, de los tomacorrientes, de la fuerza motriz y de los sistemas de control, protecciones y comunicaciones de la estación transformadora.

Forman parte de un sistema de servicios auxiliares todos los dispositivos, circuitos, etc. correspondientes a:

- Protección de los circuitos.
- Automatismos para la transferencia de los equipos y alimentaciones redundantes.
- Señalización y medición del sistema.

12.1. Servicios auxiliares de CA

El sistema de servicios auxiliares de CA se diseña con neutro rígidamente puesto a tierra, para operar con tensiones nominales de 380/220V, trifásica y monofásica respectivamente, y a frecuencia de 50Hz. Los límites de servicio serán de $U_n +10\%$, -15% .

Las cargas de CA son:

- Cargadores de baterías de cc de 110Vcc
- Cargadores de baterías de cc de 48Vcc
- Iluminación
- Fuerza motriz
- Ventilación
- Reguladores bajo carga
- Cuadros de mando y comunicaciones
- Instalaciones auxiliares de la estación

La tensión de 400/230Vca para servicios auxiliares se obtiene de uno de los dos transformadores de servicios auxiliares, ubicados en la playa. Las características de los mismos se muestran en Tabla 47. Estos se alimentan desde celdas de media tensión que se encuentran en la caseta, a través de cables de 13,2kV, tripolares, de marca PRYSMIAN, modelo Retenax MT, de cobre, con aislación XLPE y sección nominal $25mm^2$.

Tabla 47*Características de los transformadores de servicios auxiliares*

Características	Equipamiento
Fabricante	Tadeo Czerweny
Tipo	Transformador c/tanque de expansión
Norma	IRAM 2250
Potencia	160kVA
Tensión primaria nominal	13,2kV
Relación	13,2/0,4kV
Regulación	13,2kV \pm 2x2,5%
Tensión de cortocircuito	4%
Pérdidas de vacío	500W
Pérdidas de cortocircuito	2500W

En caso de falla de alimentación a los transformadores de servicios auxiliares, se dispone de un grupo electrógeno de emergencia, con la capacidad de alimentar los servicios auxiliares durante 12 horas. Las características del generador se ven en Tabla 48.

Tabla 48*Características del generador de servicios auxiliares*

Características	Equipamiento
Fabricante	HIMOINSA
Modelo	HFW-160 T5
Potencia	160kVA
Velocidad	1500rpm
Tensión nominal	400/230V
Frecuencia	50Hz
Factor de potencia	0,8
Características del motor	
Fabricante	FPT_IVECO
Modelo	B-N67TM6
Tipo	Diesel 4 tiempos
Depósito de combustible	450l
Consumo 100%	36l/h
Consumo 70%	25,3l/h
Consumo 50%	18l/h
Características del alternador	
Fabricante	CRAMACO
Modelo	G2R 250 MD/4
Número de polos	4
Conexión	Estrella-serie
Sistema de excitación	Autoexcitado, sin escobillas

En ningún caso, el generador funciona en paralelo con los transformadores de SA. Para evitar esto y coordinar la conmutación entre los equipos se utiliza un cuadro de conmutación automático (ATS), del mismo fabricante del grupo generador. Este cuadro utiliza dos entradas de potencia (los transformadores y el generador) y entrega una sola salida. De esta forma, cuando la alimentación con los transformadores es normal, su entrada se encuentra activa y cuando fallan, el sistema desconecta su entrada y activa la del grupo eléctrico.

12.2. Servicios auxiliares de CC

Los servicios auxiliares de corriente continua se suministran con baterías, cuyo cargador se alimenta desde el lado de baja tensión de los transformadores de SA. Los bancos de baterías se colocan dentro de la caseta en un cuarto, que esta ventilado y protegido contra cualquier fuente radiante de calor, humedad, aceite y polvo.

Los servicios auxiliares de CC se dividen en dos niveles de tensión según las cargas a alimentar. Se diferencian las cargas de la playa y las de telecontrol.

El sistema de servicios auxiliares de CC de control de playa se diseña con ambos polos aislados de tierra y opera en 110 Vcc. Donde los límites de servicio son de $U_n \pm 10\%$.

Las cargas de 110Vcc son:

- Inversores.
- Relés de protección de 132kV.
- Relés de protección de celdas de 33kV.
- Relés de protección de celdas de 13,2kV.
- Alumbrado de emergencia.
- Cargado de resortes.
- Protección de transformadores.
- Fuerza en CC.

Por otro lado, los servicios auxiliares de CC de comunicación y telecontrol de CC operan en 48 Vcc.

Baterías

Las baterías utilizadas son del tipo alcalinas de NiCd. Estas se construyen con una placa positiva (cátodo) de hidróxido de níquel, una placa negativa (ánodo) de cadmio, con separadores de barras de polietileno y el electrolito es hidróxido de potasio de densidad 1,17 a 25°C. La tensión nominal por celda en este tipo de baterías es 1,2V y su vida útil es de 30 años.

El número de celdas se obtiene de dividir la tensión nominal de cada caso por la tensión de cada elemento de la batería. De esta manera, el número de celdas es:

Para las baterías de 110V:

$$n_{110} = \frac{V_n}{V_{ncelda}} = 91,7celdas$$

Se adopta:

$$n_{110} = 92celdas$$

Para las baterías de 48V:

$$n_{48} = \frac{V_n}{V_{ncelda}} = 40celdas$$

Las características de los bancos de baterías se ven en Tabla 49.

Tabla 49

Características de los bancos de baterías de servicios auxiliares

Características	Equipamiento	
	Henan Hengming	Henan Hengming
Fabricante	Henan Hengming	Henan Hengming
Modelo	GNZ100	GNZ50
Norma	IEC 60623	IEC 60623
Tensión nominal	110V	48V
Número de celdas	92	40
Capacidad	100Ah	50Ah

Cargadores

Son fuentes de intensidad de corriente continua, con la capacidad de variar la tensión. Estos tienen tres modos de carga:

Flotación: Tensión ligeramente superior a la nominal del sistema 1,4V/elemento, proporcionando a la batería una corriente que compense se auto descarga.

Carga rápida: En este régimen se repone la capacidad cedida al sistema tras una descarga hasta alcanzar una tensión final de 1,45V/elemento. Cuando se alcanza esta tensión se repone hasta el 80% de la capacidad de descarga y automáticamente se retorna al régimen de flotación.

Carga profunda: Se realiza con una tensión de 1,65V/elemento, por lo que no se puede alimentar al consumo. Se aplica con periodicidad anual y su objetivo es reponer el 100% de la capacidad de la batería

Los cargadores de batería se alimentan desde corriente alterna trifásica 400/230Vca y funcionarán ininterrumpidamente durante el proceso de carga y flotación.

13. Malla de puesta a tierra

Es un sistema de seguridad y protección para personas y los equipos de la estación. Las funciones de la misma son:

- Proporciona un camino de baja impedancia para las corrientes de tierra, producidas por un cortocircuito o por la actuación de los descargadores.
- Evitar que, durante la circulación de las corrientes a tierra, se produzcan diferencias de potencial entre distintos puntos de la estación que signifiquen un peligro para el personal.
- Permitir la detección de fallas a tierra, necesaria para la actuación de protecciones.

La malla de la ET cubre una superficie de $3880m^2$, sobrepasando las dimensiones de la estación hacia sus laterales, brindando mayor seguridad al exterior. La misma se construye con conductores desnudos de Cu de $120mm^2$, unidos por soldaduras exotérmicas, formando cuadrículas de $2,5m \times 2,5m$ y se sitúa a una profundidad de $0,8m$. Para aumentar la resistividad superficial del suelo se coloca una capa de piedra partida de $0,25m$ de espesor. Con esta configuración se logra que las tensiones de paso y de contacto cumplan con los valores admisibles, que se calculan a partir de la norma, para el caso de esta ET.

Del cálculo teórico realizado en la sección Memoria de cálculo, punto 5. Cálculo de la malla de puesta a tierra, se realizan algunas correcciones para adaptar la malla a las diferentes estructuras puestas en la ET. Estas pueden ser las fundaciones de las columnas, el edificio de la caseta o los equipos de mayor tamaño, transformadores, etc.

Las dimensiones y disposición final de la malla de puesta a tierra se pueden ver en la sección Anexos, Plano 12: Malla de puesta a tierra.

14. Sistema de protección contra descargas atmosféricas

La protección de la playa de la estación transformadora contra descargas atmosféricas se realiza mediante hilos de guardia. Los mismos funcionan como captores, de forma tal que los rayos caigan sobre estos y no sobre los conductores de fases. De esta forma, se pueden drenar las corrientes, con los descargadores de sobretensión, hacia la malla de puesta a tierra.

El sistema de protección contra rayos (SPCR), se encarga de proteger a:

- Barras, conductores y cables.
- Interruptores y seccionadores.
- TI y TV.
- Trampas de ondas.
- Transformadores de potencia, servicios auxiliares y reactores de neutro.

Los hilos de guardia se calculan con el método de la esfera rodante y siguiendo los procedimientos y recomendaciones de la norma IRAM 2184. Estos se dimensionan para soportar una corriente de descarga de $10kA$ y cubrir todo el espacio de la ET. Se colocan en las estructuras de sostén de los conductores de fases, y se agrega un cuarto vano sobre los transformadores de potencia, para que queden dentro de la zona protegida. Son de acero galvanizado, de $70mm^2$ y se ubican a una altura de $12m$, salvo en la columna de retención angular de línea donde se encuentran a $14m$.

La zona protegida en el punto de mayor conflicto de la instalación, son los campos de transformadores y se puede ver en la sección Anexos, Plano 13: Sistema de protección contra rayos.

15. Conclusión

Considerando los estudios de reparto de demanda y el flujo de potencia, se puede concluir que la estación transformadora es necesaria, dado que resuelve el problema de falta de potencia instalada y no genera problemas adicionales desde el punto de vista eléctrico.

Con respecto al espacio disponible, la configuración, disposición y equipos seleccionados en el trabajo cumplen con las distancias eléctricas mínimas y las distancias requeridas para el movimiento de personal y maquinaria dentro del emplazamiento.

Por otro lado, la selección de equipos de media y alta tensión, así como los de comunicaciones, control y servicios auxiliares, prueban que existen los equipos necesarios para el proyecto y que cumplen con las especificaciones y demandas técnicas requeridas. Además, el cálculo de estructuras muestra que las estructuras y el suelo pueden resistir los esfuerzos asociados a soportar los conductores y que tienen las dimensiones necesarias para respetar las distancias eléctricas entre y hacia los conductores de barras y para que funcione correctamente el SPCR.

Finalmente, se asume que la solución propuesta es factible técnicamente y que es una solución al problema de falta de potencia en la ciudad de Concordia.



MEMORIA DE CÁLCULO

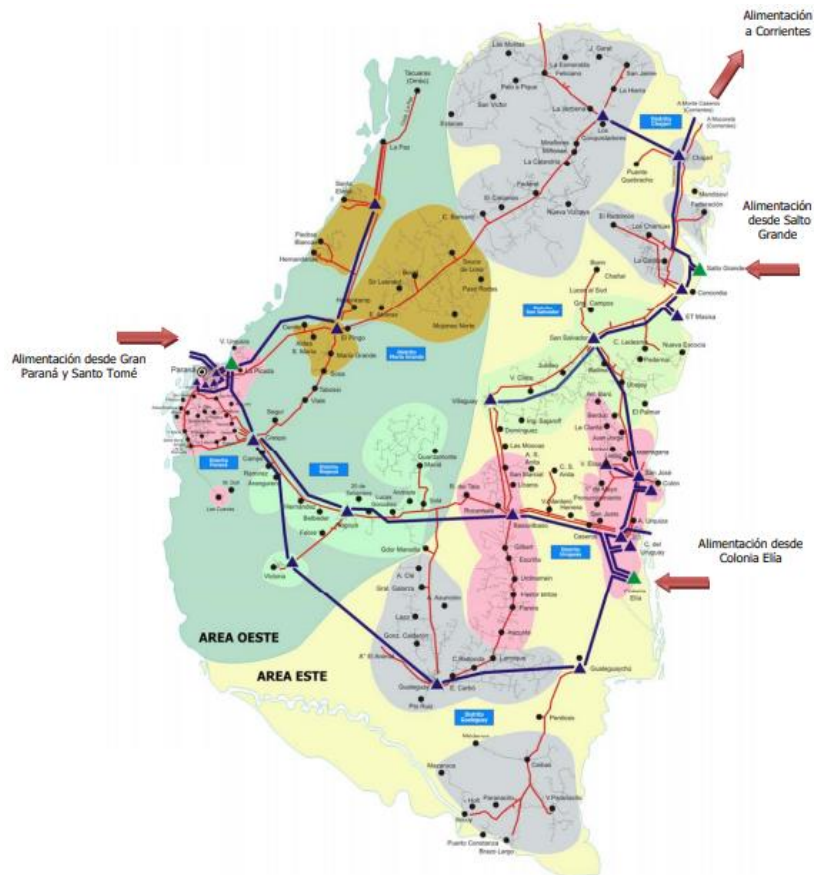
1. Flujos de potencia

Se realizan flujos de potencia en la red de 132kV de Entre Ríos, para determinar el impacto de instalar la nueva estación transformadora.

La misma se encuentra vinculada al SADI mediante tres puntos de interconexión, estos son la ET Salto Grande, la ET Colonia Elia y la ET Gran Paraná. A su vez la red de 132kV se conecta por medio de la ET Chajarí a la provincia de Corrientes. En la Figura 23 se muestra un mapa con la red de alta tensión de la provincia de Entre Ríos.

Figura 23

Mapa de la red de 132kV de Entre Ríos



Nota: En azul se marcan las líneas de 132kV, los triángulos verdes marcan las ET de 500kV que alimentan a la red de 132kV y los triángulos azules son las ET de 132kV donde se encuentran las cargas.

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 trío de estaciones transformadoras de Concordia, ET Concordia, ET Río Uruguay y ET Central 2.

Programa de cálculo

El estudio de flujo de potencia se realiza con el software NEPLAN, basado en el método iterativo de Newton-Raphson. Para utilizarlo se debe conocer el diagrama unifilar del sistema con su topología completa y sus parámetros.

En el mismo se carga toda la información de la red:

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

Y 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.

Datos de la red

Los parámetros de las líneas y topología de barras se obtuvieron de la página de CMMESA del SADI Georreferenciado y los datos de potencias activas, potencias reactivas y compensación en barras de la guía de referencia de ENERSA.

Además, se tiene la demanda proyectada en la ciudad de Concordia en cada estación a un posible escenario dentro de 20 años, para evaluar el comportamiento en dichas condiciones.

Casos de estudio

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

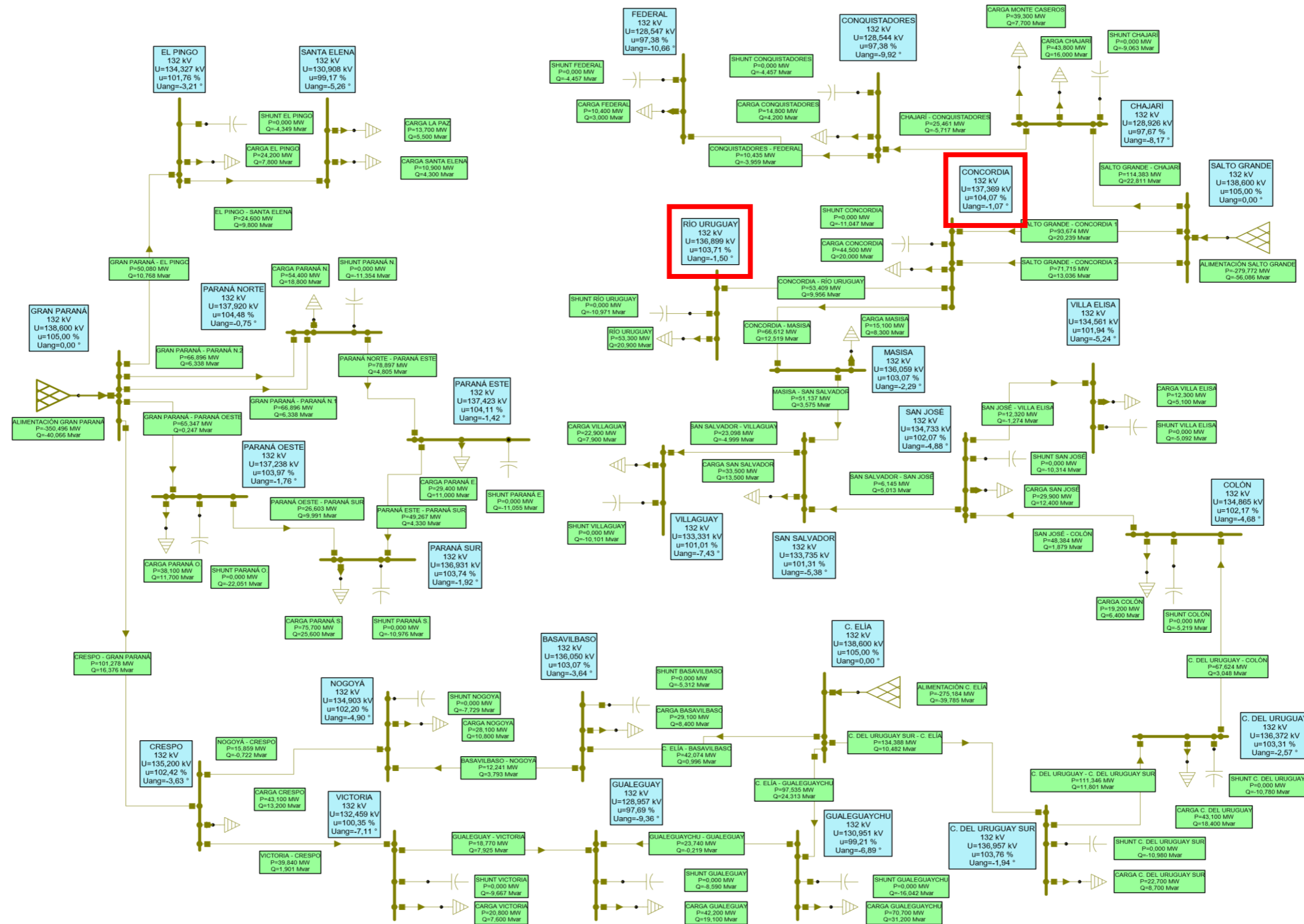
Los escenarios analizados son:

- Demanda máxima 2023 sin ET Central 2.
- Demanda máxima 2023 con ET Central 2.
- Demanda máxima 2043 con ET Central 2.
- Demanda máxima 2043 con ET Central 2 y caída de una de las líneas que alimentan la E.T. Concordia.
- Demanda máxima 2043 con ET Central 2 y posición de tensión nominal de los RBC de los transformadores.

Caso 1: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas del año 2023 (Valores de la guía de referencia de ENERSA), sin añadir la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%). El caso 1 se puede ver en la Figura 24.

Figura 24

Flujo de potencia caso 1



Nota: En la red del caso 1 se encuentran veinticinco barras (rectángulos celestes) de carga y tres de acometidas en las que se visualizan los triángulos grandes mallados. Las barras correspondientes a las ET de la región de Concordia se encuentran en el cuadrante superior izquierdo, enmarcadas en color rojo. En este caso no se coloca la ET Central 2.

Los resultados obtenidos del programa en los puntos de interés se pueden ver en la Tabla 50, Tabla 51 y Tabla 52.

Tabla 50*Resultados de flujo de potencia para las cargas de Concordia en el caso 1*

Barras de carga	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P carga [MW]	Q carga [MVar]	Q shunt [MVar]
Concordia	137,37	104,07	-1,1	44,5	20	-11,05
Río Uruguay	136,9	103,71	-1,5	53,3	20,9	-10,97

Tabla 51*Resultados de flujo de potencia para las acometidas de la red de Entre Ríos en el caso 1*

Barras de acometida	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P gen [MW]	Q gen [MVar]
Gran Paraná	138,6	105	0	350,5	40,1
C. Elía	138,6	105	0	275,2	39,8
Salto grande	138,6	105	0	279,8	56,1

Tabla 52*Resultados de flujo de potencia para las líneas de la ET Concordia en el caso 1*

Línea	P [MW]	Q [MVar]	Pérdida [MW]	Pérdida [MVar]	%Iadm
Salto grande - Concordia 1	93,2	18,9	0,468	1,339	61,5
Salto grande - Concordia 2	71,3	12,53	0,399	0,508	46,8
Concordia - Río Uruguay	-53,4	-9,96	0,109	0,027	35,1
Concordia - Masisa	-66,6	-12,52	0,376	0,644	43,9

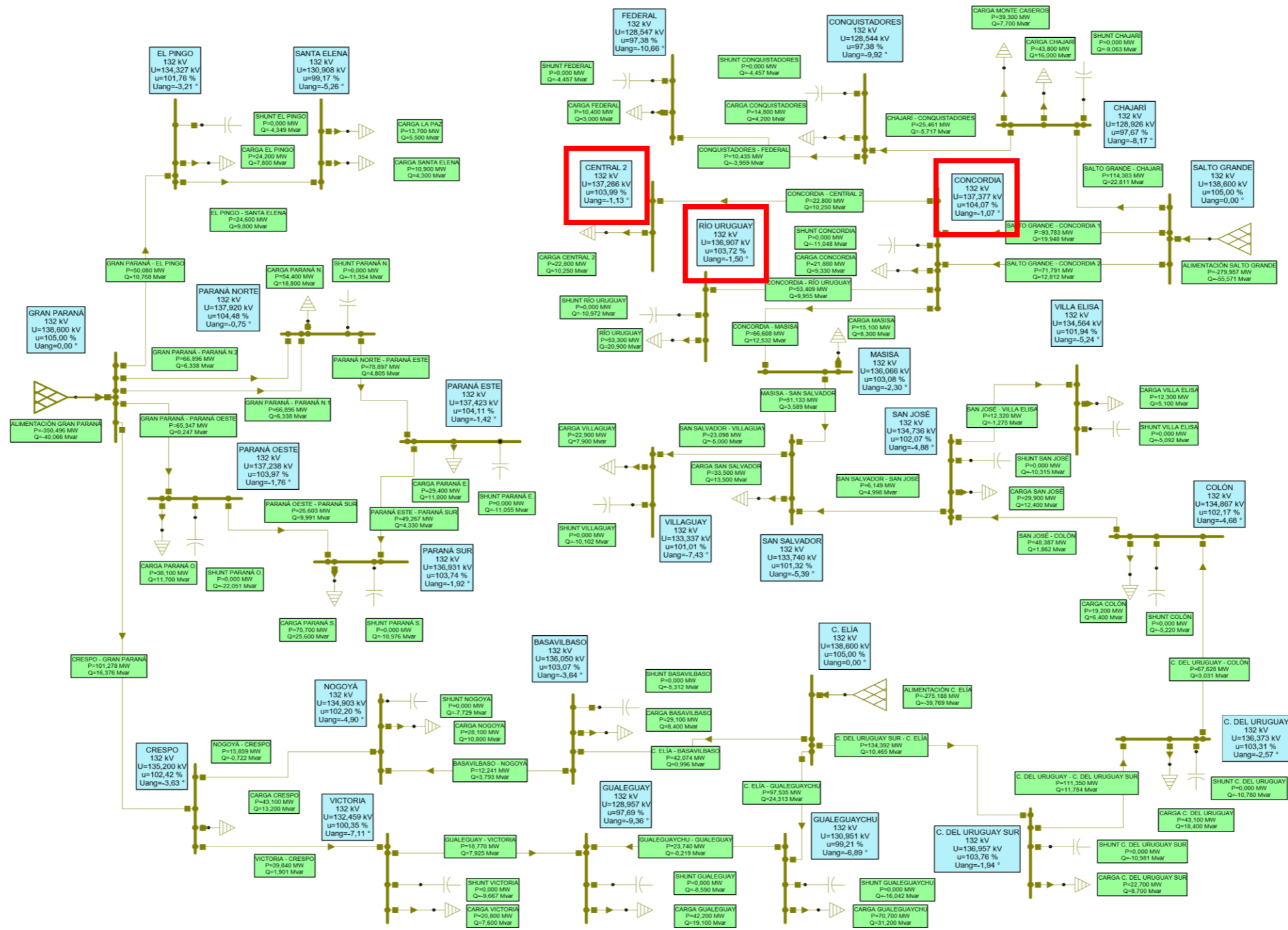
En las tablas se puede ver que los valores de tensión se encuentran dentro del rango admisible ($132kV \pm 5\%$). Se concluye que los perfiles de tensión en las barras son adecuados.

Con respecto a las líneas, las corrientes son menores a los valores admisibles. Esto indica un correcto funcionamiento de las mismas.

Caso 2: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas del año 2023 (Valores de la guía de referencia de ENERSA), añadiendo la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%). El caso 2 se puede ver en la Figura 25.

Figura 25

Flujo de potencia caso 2



Nota: En la red del caso 2 se encuentran veintiséis barras (rectángulos celestes) de carga y tres de acometidas en las que se visualizan los triángulos grandes mallados. Las barras correspondientes a las ET de la región de Concordia se encuentran en el cuadrante superior izquierdo, enmarcadas en color rojo. En este caso se coloca la ET Central 2 alimentada desde la ET Concordia.

Los resultados obtenidos del programa en los puntos de interés se pueden ver en la Tabla 53, Tabla 54 y Tabla 55.

Tabla 53

Resultados de flujo de potencia para las cargas de Concordia en el caso 2

Barras de carga	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P carga [MW]	Q carga [MVar]	Q shunt [MVar]
Concordia	137,38	104,07	-1,1	21,9	9,3	-11,05
Río Uruguay	136,91	103,72	-1,5	53,3	20,9	-10,97
Central 2	137,27	103,99	-1,1	22,8	10,3	0

Tabla 54

Resultados de flujo de potencia para las acometidas de la red de Entre Ríos en el caso 2

Barras de acometida	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P gen [MW]	Q gen [MVar]
Gran Paraná	138,6	105	0	350,5	40,1
C. Elía	138,6	105	0	275,2	39,8
Salto grande	138,6	105	0	280,0	55,6

Tabla 55

Resultados de flujo de potencia para las líneas de la ET Concordia en el caso 2

Línea	P [MW]	Q [MVar]	Pérdida [MW]	Pérdida [MVar]	%Iadm
Salto grande - Concordia 1	93,3	18,6	0,469	1,341	61,5
Salto grande - Concordia 2	71,4	12,3	0,400	0,509	46,8
Concordia – Río Uruguay	-53,4	-10,0	0,109	0,027	35,1
Concordia – Central 2	-22,8	-10,1	0,008	-0,109	16,2
Concordia - Masisa	-66,6	-12,5	0,376	0,644	43,9

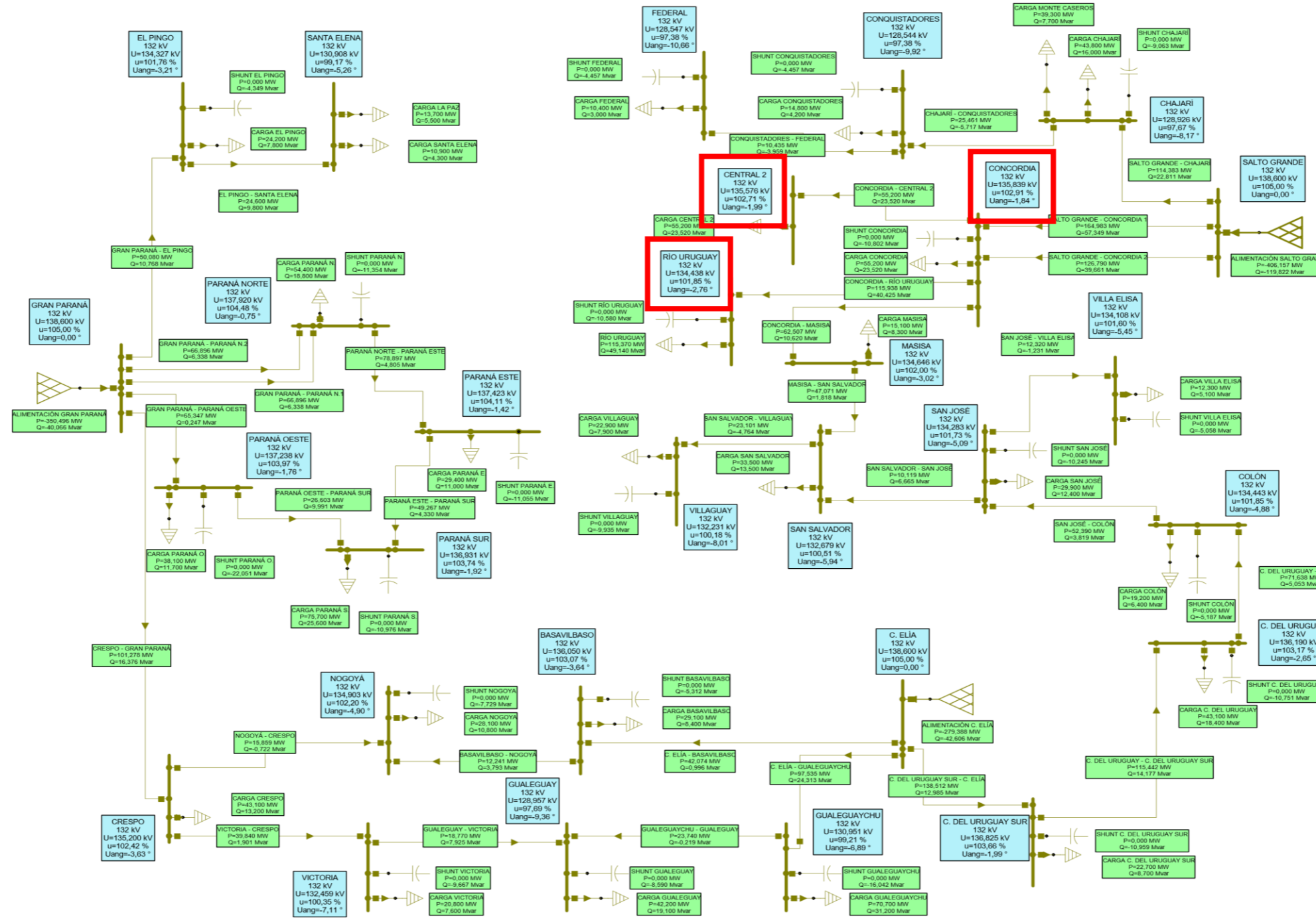
En las tablas se puede ver que los valores de tensión se encuentran dentro del rango admisible ($132kV \pm 5\%$). Se concluye que los perfiles de tensión en las barras son adecuados.

Con respecto a las líneas, las corrientes son menores a los valores admisibles. Esto indica un correcto funcionamiento de las mismas.

Caso 3: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas proyectadas del año 2043 en las estaciones de Concordia, añadiendo la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%). El caso 3 se puede ver en la Figura 26.

Figura 26

Flujo de potencia caso 3



Nota: En la red del caso 3 se encuentran veintiséis barras (rectángulos celestes) de carga y tres de acometidas en las que se visualizan los triángulos grandes mallados. Las barras correspondientes a las ET de la región de Concordia se encuentran en el cuadrante superior izquierdo, enmarcadas en color rojo. En este caso se coloca la ET Central 2 alimentada desde la ET Concordia.

Los resultados obtenidos del programa en los puntos de interés se pueden ver en la Tabla 56, Tabla 57 y Tabla 58.

Tabla 56*Resultados de flujo de potencia para las cargas de Concordia en el caso 3*

Barras de carga	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P carga [MW]	Q carga [MVar]	Q shunt [MVar]
Concordia	135,84	102,91	-1,8	55,2	23,5	-10,8
Río Uruguay	134,44	101,85	-2,8	115,4	49,1	-10,58
Central 2	135,58	102,71	-2	55,2	23,5	0

Tabla 57*Resultados de flujo de potencia para las acometidas de la red de Entre Ríos en el caso 3*

Barras de acometida	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P gen [MW]	Q gen [MVar]
Gran Paraná	138,6	105	0	350,5	40,1
C. Elía	138,6	105	0	279,4	42,6
Salto grande	138,6	105	0	406,2	119,8

Tabla 58*Resultados de flujo de potencia para las líneas de la ET Concordia en el caso 3*

Línea	P [MW]	Q [MVar]	Pérdida [MW]	Pérdida [MVar]	%Iadm
Salto grande - Concordia 1	163,4	51,5	1,556	5,798	112
Salto grande - Concordia 2	125,5	35,8	1,327	3,880	85,4
Concordia - Río Uruguay	-115,9	-40,4	0,568	1,865	80,3
Concordia - Central 2	-55,2	-23,6	0,047	0,050	39,2
Concordia - Masisa	-62,5	-10,6	0,336	0,501	41,4

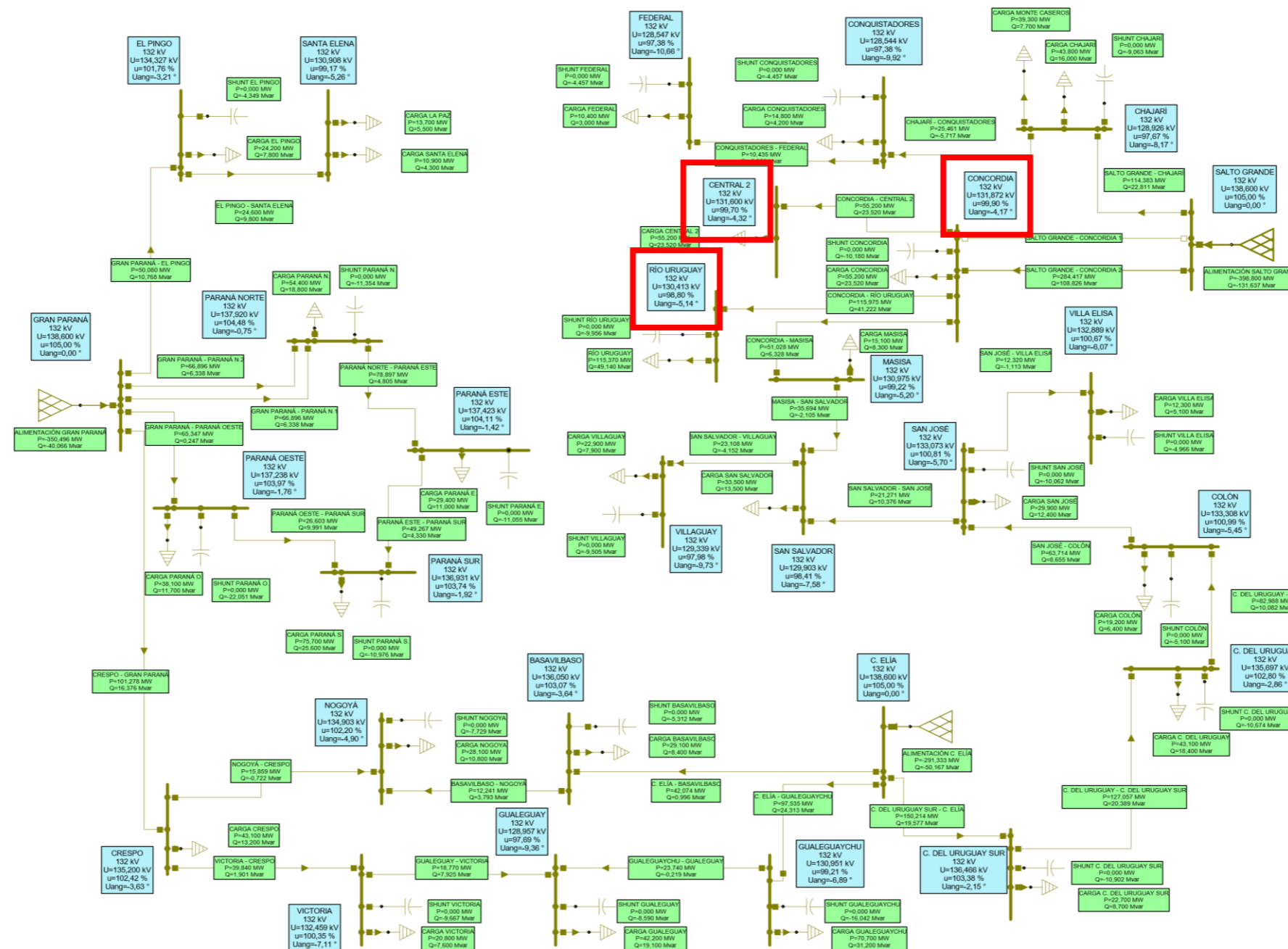
En las tablas se puede ver que los valores de tensión se encuentran dentro del rango admisible ($132kV \pm 5\%$). Se concluye que los perfiles de tensión en las barras son adecuados.

Con respecto a las líneas, la corriente de la línea Salto Grande – Concordia 1 es superior al valor admisible. Esto indica la necesidad de aplicar una solución a su sobrecarga antes del año 2043. El resto de líneas presentan valores adecuados.

Caso 4: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas proyectadas del año 2043 en las estaciones de Concordia, añadiendo la ET Central 2, abriendo una de las dos líneas que alimentan la ET Concordia desde la ET Salto Grande y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de mayor tensión admisible en sus barras, 138,6kV (+5%). El caso 4 se puede ver en la Figura 27.

Figura 27

Flujo de potencia caso 4



Nota: En la red del caso 4 se encuentran veintiséis barras (rectángulos celestes) de carga y tres de acometidas en las que se visualizan los triángulos grandes mallados. Las barras correspondientes a las ET de la región de Concordia se encuentran en el cuadrante superior izquierdo, enmarcadas en color rojo. En este caso se coloca la ET Central 2 alimentada desde la ET Concordia y se abren los interruptores de una de las dos líneas Salto Grande - Concordia.

Los resultados obtenidos del programa en los puntos de interés se pueden ver en la Tabla 59, Tabla 60 y Tabla 61.

Tabla 59

Resultados de flujo de potencia para las cargas de Concordia en el caso 4

Barras de carga	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P carga [MW]	Q carga [MVAr]	Q shunt [MVAr]
Concordia	131,87	99,9	-4,2	55,2	23,5	-10,18
Río Uruguay	130,41	98,8	-5,1	115,4	49,1	-9,96
Central 2	131,60	99,7	-4,3	55,2	23,5	0

Tabla 60

Resultados de flujo de potencia para las acometidas de la red de Entre Ríos en el caso 4

Barras de acometida	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P gen [MW]	Q gen [MVAr]
Gran Paraná	138,6	105	0	350,5	40,1
C. Elía	138,6	105	0	291,3	50,2
Salto grande	138,6	105	0	398,8	131,6

Tabla 61

Resultados de flujo de potencia para las líneas de la ET Concordia en el caso 4

Línea	P [MW]	Q [MVAr]	Pérdida [MW]	Pérdida [MVAr]	%Iadm
Salto grande - Concordia 1	0	0	0	0	0
Salto grande - Concordia 2	277,5	84,5	6,963	24,347	195,4
Concordia - Río Uruguay	-116,0	-41,2	0,605	2,038	82,9
Concordia - Central 2	-55,3	-23,6	0,050	0,069	40,5
Concordia - Masisa	-51,03	-6,33	0,235	0,46	34,62

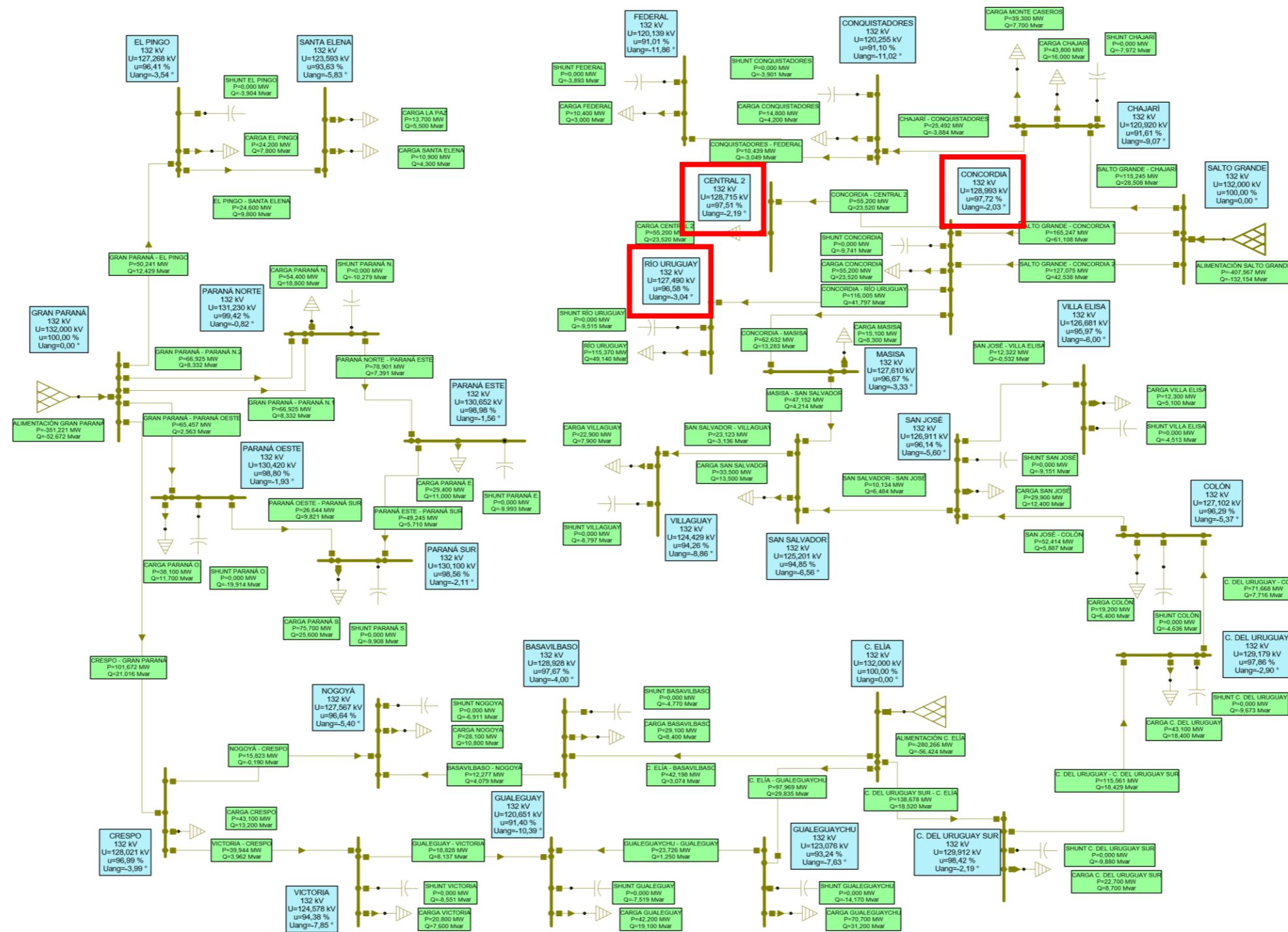
En las tablas se puede ver que los valores de tensión se encuentran dentro del rango admisible ($132kV \pm 5\%$). Se concluye que los perfiles de tensión en las barras son adecuados.

Con respecto a las líneas, la corriente de la línea Salto Grande – Concordia 2 si se encuentra abierta la línea Salto Grande – Concordia 1 presenta un valor superior al admisible. Esto indica que, al abrir una de las dos líneas (que puede ser el caso de querer realizarle mantenimiento a la misma), en condición de demanda máxima, se producirá la salida de la otra por sobrecarga. Y en consecuencia la desenergización de la ciudad.

Caso 5: El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas proyectadas del año 2043 en las estaciones de Concordia, añadiendo la ET Central 2 y con el aporte de potencia de las acometidas con lo RBC de los transformadores de 500/132kV en posición de tensión nominal en sus barras, 132kV (+0%). El caso 5 se puede ver en la Figura 28.

Figura 28

Flujo de potencia caso 5



Nota: En la red del caso 5 se encuentran veintiséis barras (rectángulos celestes) de carga y tres de acometidas en las que se visualizan los triángulos grandes mallados. Las barras correspondientes a las ET de la región de Concordia se encuentran en el cuadrante superior izquierdo, enmarcadas en color rojo. En este caso se coloca la ET Central 2 alimentada desde la ET Concordia y se coloca las barras de acometida en 100%.

Los resultados obtenidos del programa en los puntos de interés se pueden ver en la Tabla 62, Tabla 63 y Tabla 64.

Tabla 62*Resultados de flujo de potencia para las cargas de Concordia en el caso 5*

Barras de carga	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P carga [MW]	Q carga [MVar]	Q shunt [MVar]
Concordia	128,99	97,72	-2	55,2	23,5	-9,74
Río Uruguay	127,49	96,58	-3	115,4	49,1	-9,52
Central 2	128,72	97,51	-2,2	55,2	23,5	0

Tabla 63*Resultados de flujo de potencia para las acometidas de la red de Entre Ríos en el caso 5*

Barras de acometida	V [kV]	v [%]	V áng [°]	P gen [MW]	Q gen [MVar]
Gran Paraná	132	100	0	351,2	52,7
C. Elía	132	100	0	280,3	56,4
Salto grande	132	100	0	407,6	132,2

Tabla 64*Resultados de flujo de potencia para las líneas de la ET Concordia en el caso 5*

Línea	P [MW]	Q [MVar]	Pérdida [MW]	Pérdida [MVar]	%Iadm
Salto grande - Concordia 1	163,5	54,5	1,745	6,627	118,6
Salto grande - Concordia 2	125,6	38,0	1,488	4,555	90,3
Concordia - Río Uruguay	-116,0	-41,8	0,635	2,172	84,9
Concordia - Central 2	-55,3	-23,6	0,052	0,084	41,4
Concordia - Masisa	-62,6	-13,3	0,38	0,769	44,2

En las tablas se puede ver que los valores de tensión se encuentran dentro del rango admisible ($132kV \pm 5\%$). Se concluye que los perfiles de tensión en las barras son adecuados. Aunque, en este caso las estaciones Chajarí, Conquistadores, Federal, Gualeguay, Gualeguaychú, San

Salvador, Santa Elena, Victoria y Villaguay se encuentran fuera del rango admisible de tensión.

Con respecto a las líneas, la corriente de la línea Salto Grande – Concordia 1 es superior al valor admisible. Esto indica la necesidad de aplicar una solución a su sobrecarga antes del año 2043. El resto de líneas presentan valores adecuados.

Resumen de flujos de potencia

Los casos de estudio muestran que los perfiles de tensión en la ciudad de Concordia, al instalar la ET Central 2, son correctos y se mantienen dentro de los márgenes admisibles. Se estima que esto se debe a que la característica del sistema es radial y a que la longitud de la LAT Central 2 es pequeña. Por esto el sistema se comporta de manera similar a que si la barra de la ET Central 2 fuera la misma que la de la ET Concordia.

En cuanto a las contingencias, nuevamente por ser un sistema radial, una salida de la ET Concordia significa la salida de la ET Central 2, pero no viceversa. Es decir que, en este sentido, la instalación de la nueva estación no compromete el funcionamiento de las existentes.

2. Cálculo de cortocircuito

Con el fin de conocer las características eléctricas necesarias para el dimensionamiento de equipos y protecciones, se realiza el cálculo de cortocircuito en las barras de media y alta tensión de la ET Central 2.

Los cálculos parten de la potencia de cortocircuito trifásica y monofásica en barras de 132kV de la ET Concordia para el año 2023, estos valores se muestran en Tabla 65.

Tabla 65*Cortocircuito en barra de ET Concordia*

Barra	Sadm [MVA]	Potencia de cortocircuito Sc [MVA]	
		Monofásica	Trifásica
Concordia	5000	1582	1559

Nota: Los valores de potencia de cortocircuito trifásica y monofásica se obtienen de la guía de referencia de ENERSA.

Estas potencias de cortocircuito se consideran como los aportes de la red y se calculan con estos los cortocircuitos en las barras de la ET Central 2.

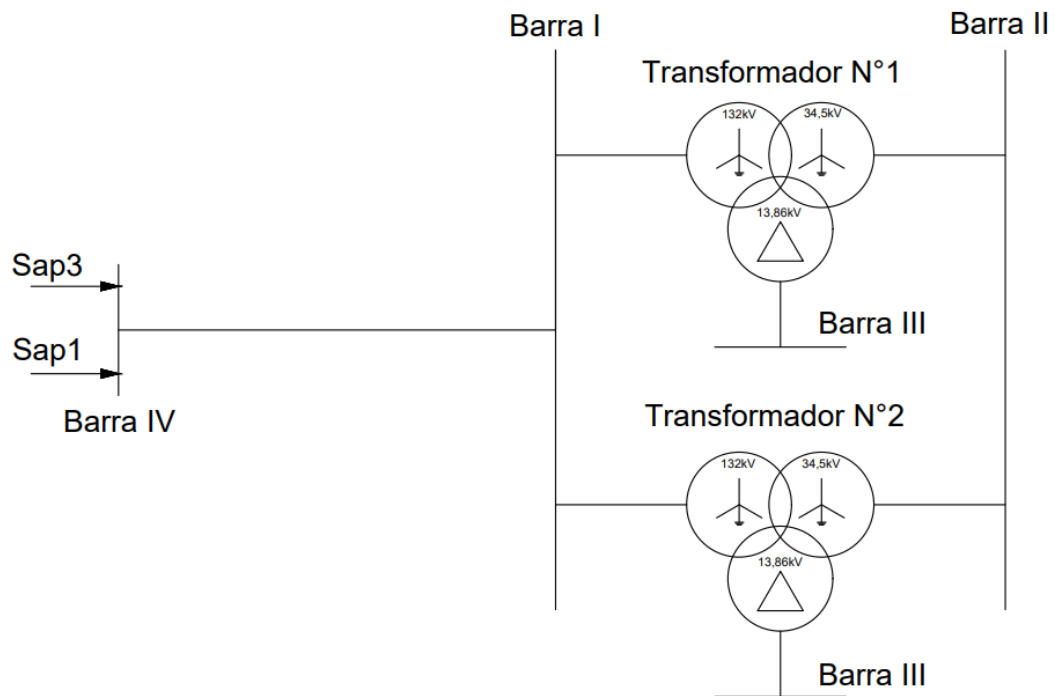
Diagrama unifilar

El circuito se compone por la barra IV (Barra de 132kV de la ET Concordia) en la que se consideran los aportes trifásico y monofásico antes mencionado. Esta se separa de la barra I (Barra de 132kV de la ET Central 2) por la LAT Central 2. Sobre la barra I se conectan los lados de alta tensión de los dos transformadores donde sus secundarios y terciarios se conectan en paralelo sobre la barra II (33kV) y la barra III (13,2kV) respectivamente.

El diagrama unifilar del sistema para el cálculo de cortocircuito se muestra en la Figura 29.

Figura 29

Diagrama unifilar para cálculo de cortocircuito



Los datos de los componentes son los siguientes.

- Transformadores N°1 y N°2

Tensiones: 132/34,5/13,86kV

Potencias: 30/30/10MVA

Reactancia entre los bobinados 1 y 2: $X_{12} = 11\%$

Reactancia entre los bobinados 1 y 3: $X_{13} = 17\%$

Reactancia entre los bobinados 2 y 3: $X_{23} = 6\%$

Reactancia homopolar del bobinado 1: $X_{01} = 10,45\%$

Reactancia homopolar del bobinado 2: $X_{02} = 0\%$

Reactancia homopolar del bobinado 3: $X_{03} = 5,7\%$

- Tensiones en barras

Barra 1: $V_I = 132kV$

Barra 2: $V_{II} = 34,5kV$

Barra 3: $V_{III} = 13,86kV$

Barra 4: $V_{IV} = 132kV$

- Línea

Longitud: $L = 2,5km$

Resistencia: $R = 0,096\Omega/km$

Reactancia: $X = 0,382\Omega/km$

Susceptancia: $B = 2,98\mu S/km$

- Aportes de cortocircuito

Trifásico: $S_{ap3} = 1559MVA$

Monofásico: $S_{ap1} = 1582MVA$

Elección de los valores base

- Potencia

$$S = \frac{30MVA + 10MVA}{2} = 20MVA$$

Se adopta:

$$S_b = 10MVA$$

- Tensiones en barras

Barra 1

$$V_{bI} = 132kV$$

Barra 2

$$V_{bII} = V_{bl} \cdot \frac{34,5kV}{132kV} = 34,5kV$$

Barra 3

$$V_{bIII} = V_{bl} \cdot \frac{13,86kV}{132kV} = 13,86kV$$

Barra 4

$$V_{bIV} = V_{bl} = 132kV$$

– Impedancia

$$Z_b = \frac{V_{bl}^2}{S_b} = 1742,4\Omega$$

Transformación a valores por unidad

– Transformador N°1

Reactancia directa del bobinado 1

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2} = 11\%$$

$$x_1 = \frac{X_1}{100\%} \cdot \frac{V_{T1}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T1}} = 0,0367pu$$

Reactancia directa del bobinado 2

$$X_2 = \frac{X_{12} + X_{23} - X_{13}}{2} = 0\%$$

$$x_2 = \frac{X_2}{100\%} \cdot \frac{V_{T1}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T1}} = 0pu$$

Reactancia directa del bobinado 3

$$X_3 = \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2} = 6\%$$

$$x_3 = \frac{X_3}{100\%} \cdot \frac{V_{T1}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T1}} = 0,02pu$$

Reactancia homopolar del bobinado 1

$$x_{01} = \frac{X_{01}}{100\%} \cdot \frac{V_{T1}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T1}} = 0,0348pu$$

Reactancia homopolar del bobinado 2

$$x_{02} = \frac{X_{02}}{100\%} \cdot \frac{V_{T1}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T1}} = 0pu$$

Reactancia homopolar del bobinado 3

$$x_{03} = \frac{X_{03}}{100\%} \cdot \frac{V_{T1}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T1}} = 0,019pu$$

– Transformador N°2

Reactancia directa del bobinado 1

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2} = 11\%$$

$$x_1 = \frac{X_1}{100\%} \cdot \frac{V_{T2}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T2}} = 0,0367pu$$

Reactancia directa del bobinado 2

$$X_2 = \frac{X_{12} + X_{23} - X_{13}}{2} = 0\%$$

$$x_2 = \frac{X_2}{100\%} \cdot \frac{V_{T2}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T2}} = 0pu$$

Reactancia directa del bobinado 3

$$X_3 = \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2} = 6\%$$

$$x_3 = \frac{X_3}{100\%} \cdot \frac{V_{T2}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T2}} = 0,02pu$$

Reactancia homopolar del bobinado 1

$$x_{01} = \frac{X_{01}}{100\%} \cdot \frac{V_{T2}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T2}} = 0,0348pu$$

Reactancia homopolar del bobinado 2

$$x_{02} = \frac{X_{02}}{100\%} \cdot \frac{V_{T2}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T2}} = 0pu$$

Reactancia homopolar del bobinado 3

$$x_{03} = \frac{X_{03}}{100\%} \cdot \frac{V_{T2}^2}{V_{bl}^2} \cdot \frac{S_b}{S_{T2}} = 0,019pu$$

- Aportes de cortocircuito de la red

Reactancia de aporte trifásico

$$x_{ap3} = 1,1 \cdot \frac{S_b}{S_{ap3}} = 0,0071pu$$

Reactancia de aporte monofásico

$$x_{ap1} = 3,1,1 \cdot \frac{S_b}{S_{ap1}} - 2,1,1 \cdot \frac{S_b}{S_{ap3}} = 0,00675pu$$

- Línea

Resistencia

$$r = \frac{R \cdot L}{Z_b} = 0,0001377pu$$

Reactancia

$$x = \frac{X \cdot L}{Z_b} = 0,000548pu$$

Susceptancia

$$b = B \cdot L \cdot Z_b = 0,01298pu$$

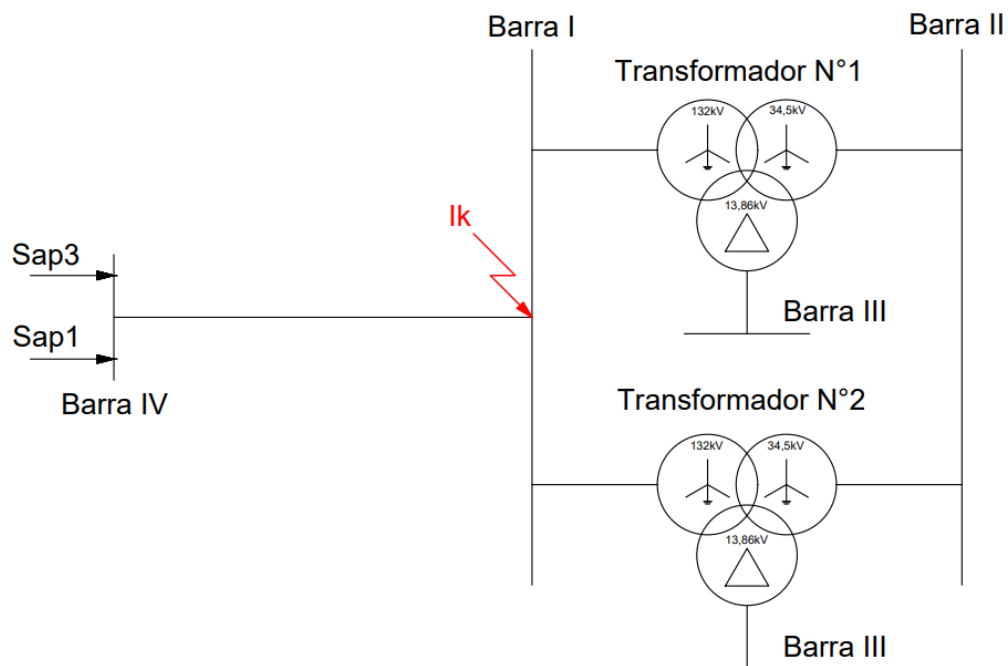
$$b' = \frac{b}{2} = 0,00649pu$$

2.1. Cortocircuitos en barra I

Se muestra en la Figura 30 la ubicación de la falla en el esquema unifilar.

Figura 30

Ubicación del cortocircuito en el diagrama unifilar



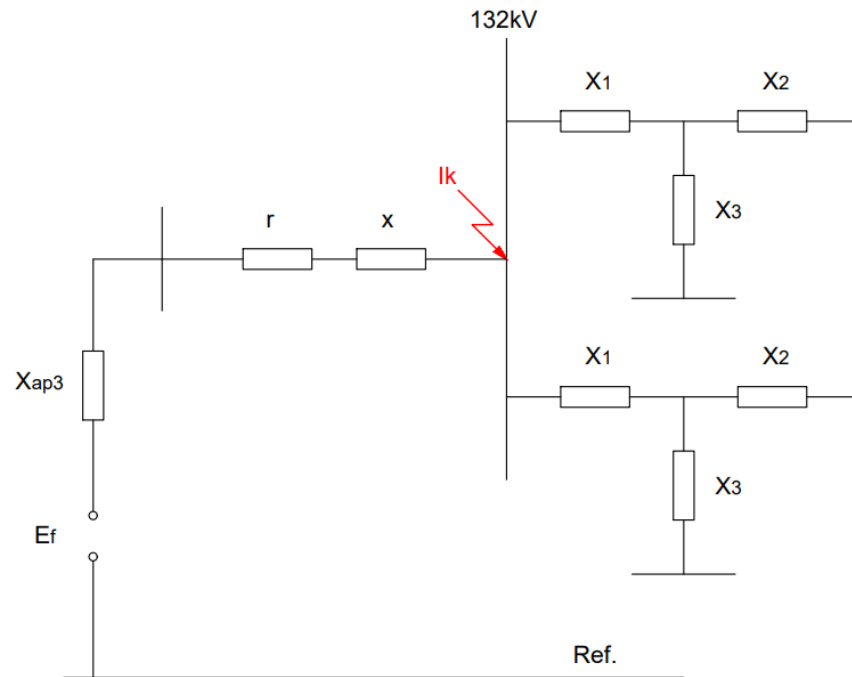
Redes de secuencia

- Directa

En la Figura 31 se puede ver el circuito de la red de secuencia directa para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra I (Barra de ET Central 2 de 132kV).

Figura 31

Circuito de red de secuencia directa para falla en barra I



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

$$z_{eq1} = j \cdot x_{ap3} + r + j \cdot x = 0,00761 \angle 88,96^\circ pu$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia directa es:

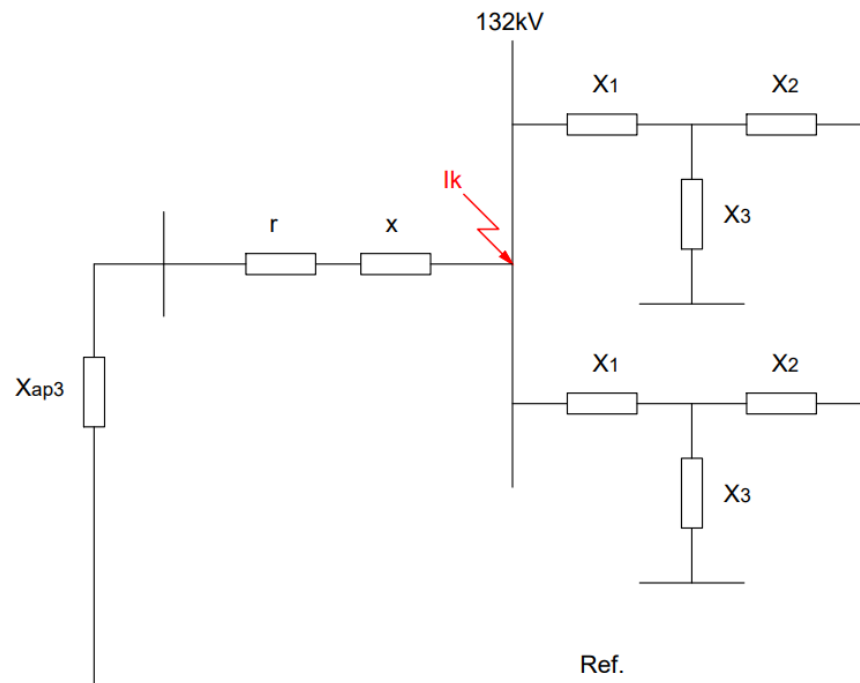
$$z_1 = z_{eq1} = 0,00761 \angle 88,96^\circ pu$$

– Inversa

En la Figura 32 se puede ver el circuito de la red de secuencia inversa para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra I (Barra de ET Central 2 de 132kV).

Figura 32

Circuito de red de secuencia inversa para falla en barra I



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

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

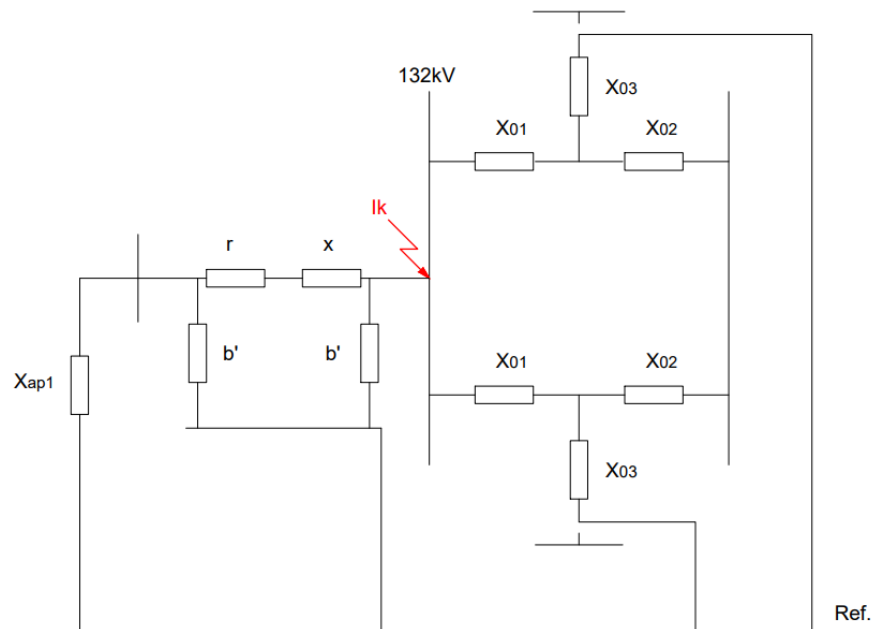
$$z_2 = z_1 = 0,00761 \angle 88,96^\circ pu$$

– Homopolar

En la Figura 33 se puede ver el circuito de la red de secuencia homopolar para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra I (Barra de ET Central 2 de 132kV).

Figura 33

Circuito de red de secuencia homopolar para falla en barra I



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

$$y_{eq1} = \frac{1}{j \cdot x_{ap1}} + j \cdot b' = 148,18 \angle -90^\circ pu$$

$$z_{eq2} = \frac{1}{y_{eq1}} + r + j \cdot x = 0,0073 \angle 88,92^\circ pu$$

$$y_{eq2} = \frac{1}{z_{eq2}} + j \cdot b' = 137,02 \angle -88,92^\circ pu$$

$$y_{eq3} = \frac{1}{j \cdot x_{03} + j \cdot x_{01}} + \frac{1}{j \cdot x_{03} + j \cdot x_{01}} = 37,15 \angle -90^\circ pu$$

$$y_{eq4} = y_{eq2} + y_{eq3} = 174,17 \angle -89,15^\circ pu$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia homopolar es:

$$z_0 = \frac{1}{y_{eq4}} = 0,00574 \angle 89,15^\circ pu$$

Corrientes de cortocircuitos

- Potencia de cortocircuito

Trifásica

$$S_{k3} = 1,1 \cdot \frac{S_b}{|z_1|} = 1446,4 MVA$$

Monofásica

$$S_{k1} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot S_b}{|z_1 + z_2 + z_0|} = 1575 MVA$$

- Corriente de cortocircuito

Trifásica

$$I''_{k3} = \frac{S_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bl}} = 6,326 kA$$

Monofásica

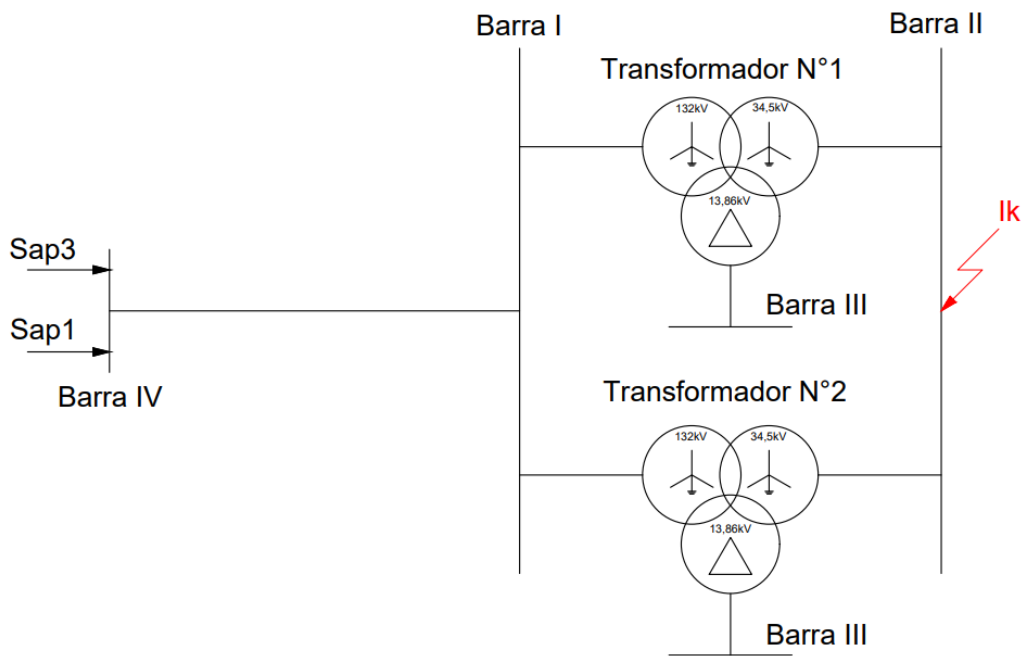
$$I''_{k1} = \frac{S_{k1}}{\sqrt{3} \cdot V_{bl}} = 6,889 kA$$

2.2. Cortocircuitos en barra II

Se muestra en la Figura 34 la ubicación de la falla en el esquema unifilar.

Figura 34

Ubicación del cortocircuito en el diagrama unifilar



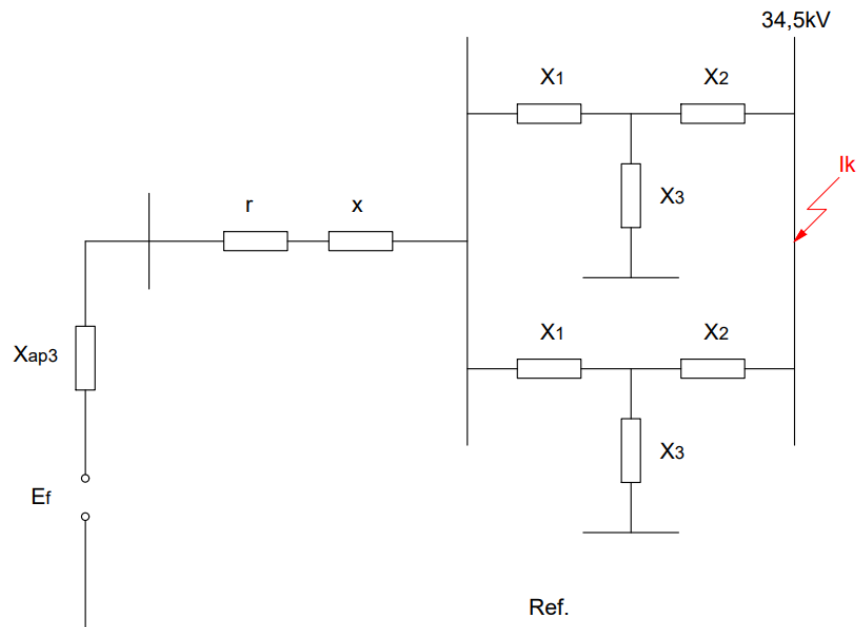
Redes de secuencia

- Directa

En la Figura 35 se puede ver el circuito de la red de secuencia directa para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra II (Barra de ET Central 2 de 33kV).

Figura 35

Circuito de red de secuencia directa para falla en barra II



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

$$z_{eq3} = j \cdot x_{ap3} + r + j \cdot x = 0,00761 \angle 88,96^\circ pu$$

$$y_{eq5} = \frac{1}{j \cdot x_1 + j \cdot x_2} + \frac{1}{j \cdot x_1 + j \cdot x_2} = 54,55 \angle -90^\circ pu$$

$$z_{eq4} = z_{eq3} + \frac{1}{y_{eq5}} = 0,0259 \angle 89,7^\circ pu$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia directa es:

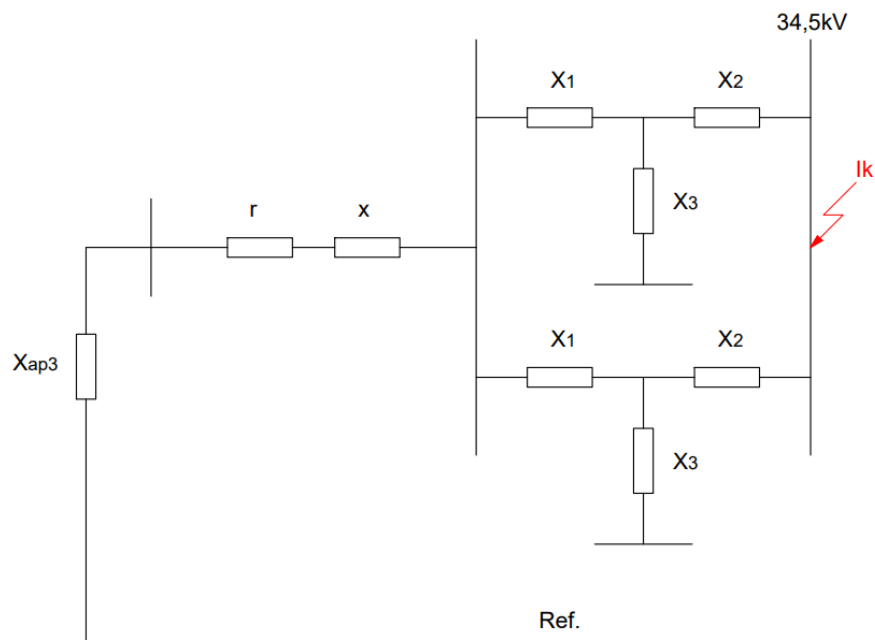
$$z_1 = z_{eq4} = 0,0259 \angle 89,7^\circ pu$$

– Inversa

En la Figura 36 se puede ver el circuito de la red de secuencia inversa para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra II (Barra de ET Central 2 de 33kV).

Figura 36

Circuito de red de secuencia inversa para falla en barra II



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

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

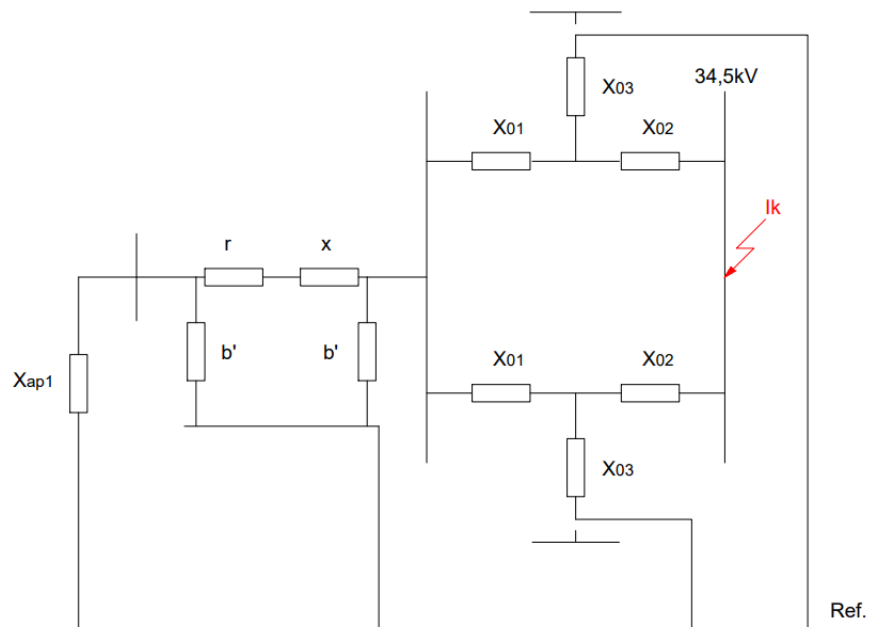
$$z_2 = z_1 = 0,0259 \angle 89,7^\circ pu$$

– Homopolar

En la Figura 37 se puede ver el circuito de la red de secuencia homopolar para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra II (Barra de ET Central 2 de 33kV).

Figura 37

Circuito de red de secuencia homopolar para falla en barra II



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

$$y_{eq6} = \frac{1}{j \cdot x_{ap1}} + j \cdot b' = 148,18 \angle -90^\circ pu$$

$$z_{eq5} = \frac{1}{y_{eq6}} + r + j \cdot x = 0,0073 \angle 88,92^\circ pu$$

$$y_{eq7} = \frac{1}{z_{eq5}} + j \cdot b' = 137,02 \angle -88,92^\circ pu$$

$$y_{eq8} = \frac{1}{j \cdot x_{01}} + \frac{1}{j \cdot x_{01}} = 57,42 \angle -90^\circ pu$$

$$z_{eq6} = \frac{1}{y_{eq7}} + \frac{1}{y_{eq8}} = 0,025 \angle 89,68^\circ pu$$

$$y_{eq9} = \frac{1}{z_{eq6}} + \frac{1}{j \cdot x_{03}} + \frac{1}{j \cdot x_{03}} = 145,73 \angle -89,91^\circ pu$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia homopolar es:

$$z_0 = \frac{1}{y_{eq9}} = 0,0069 \angle 89,91^\circ pu$$

Corrientes de cortocircuitos

- Potencia de cortocircuito

Trifásica

$$S_{k3} = 1,1 \cdot \frac{S_b}{|z_1|} = 424,1 MVA$$

Monofásica

$$S_{k1} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot S_b}{|z_1 + z_2 + z_0|} = 561,8 MVA$$

- Corriente de cortocircuito

Trifásica

$$I''_{k3} = \frac{S_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bII}} = 7,097 kA$$

Monofásica

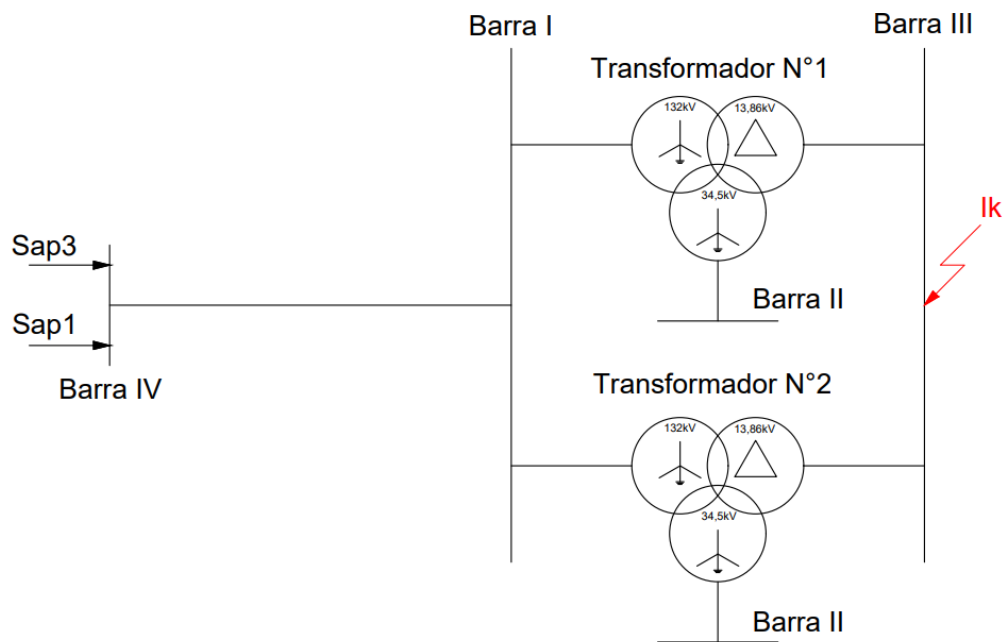
$$I''_{k1} = \frac{S_{k1}}{\sqrt{3} \cdot V_{bII}} = 9,402 kA$$

2.3. Cortocircuitos en barra III

Se muestra en la Figura 38 la ubicación de la falla en el esquema unifilar.

Figura 38

Ubicación del cortocircuito en el diagrama unifilar



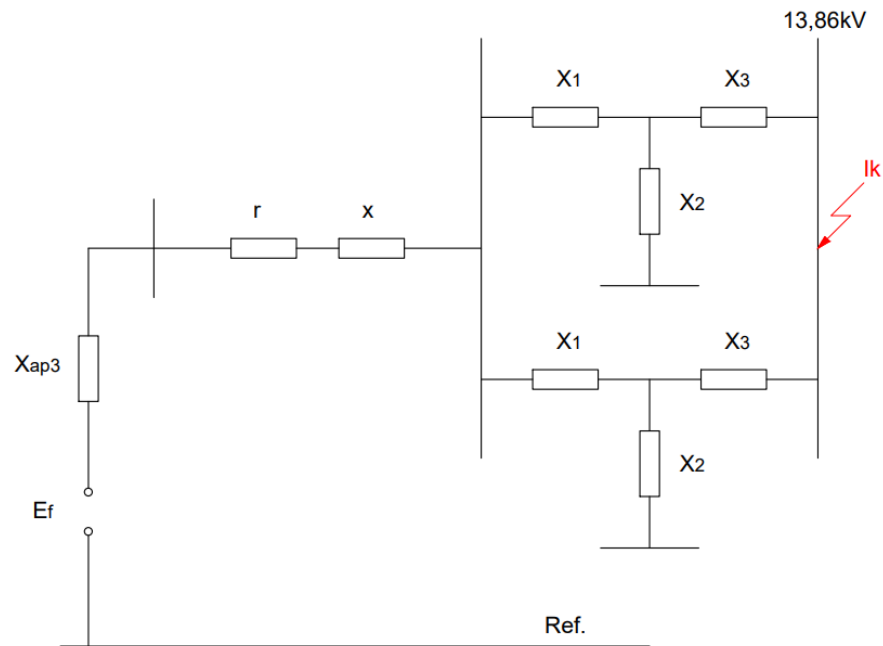
Redes de secuencia

- Directa

En la Figura 39 se puede ver el circuito de la red de secuencia directa para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra III (Barra de ET Central 2 de 13,2kV).

Figura 39

Circuito de red de secuencia directa para falla en barra III



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

$$z_{eq8} = j \cdot x_{ap3} + r + j \cdot x = 0,00761 \angle 88,96^\circ pu$$

$$y_{eq10} = \frac{1}{j \cdot x_1 + j \cdot x_3} + \frac{1}{j \cdot x_1 + j \cdot x_3} = 35,29 \angle -90^\circ pu$$

$$z_{eq9} = z_{eq8} + \frac{1}{y_{eq10}} = 0,0359 \angle 89,78^\circ pu$$

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia directa es:

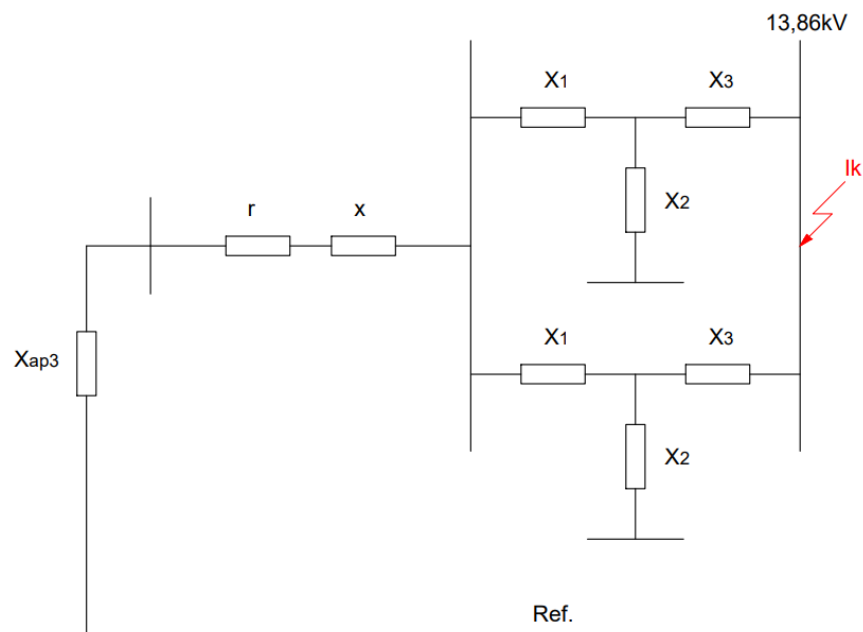
$$z_1 = z_{eq9} = 0,0359 \angle 89,78^\circ pu$$

– Inversa

En la Figura 40 se puede ver el circuito de la red de secuencia inversa para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra III (Barra de ET Central 2 de 13,2kV).

Figura 40

Circuito de red de secuencia inversa para falla en barra III



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

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

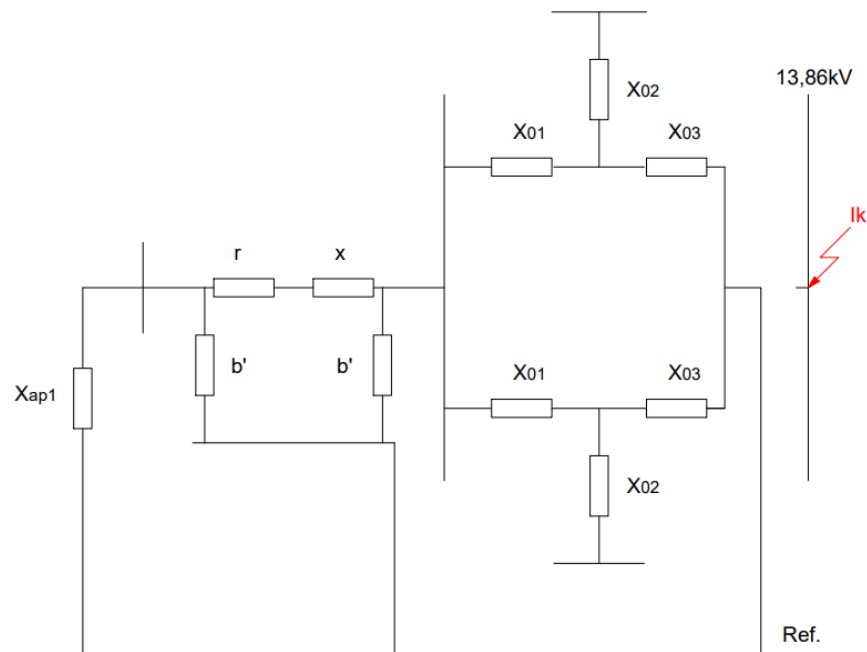
$$z_2 = z_1 = 0,0359 \angle 89,78^\circ pu$$

– Homopolar

En la Figura 41 se puede ver el circuito de la red de secuencia homopolar para el cálculo de la impedancia de cortocircuito correspondiente al punto de falla en la barra III (Barra de ET Central 2 de 13,2kV).

Figura 41

Circuito de red de secuencia homopolar para falla en barra III



Nota: Los valores de los elementos del circuito son los calculados en el punto Transformación a valores por unidad.

Se calcula la impedancia de Thevenin del circuito.

La impedancia de Thevenin del circuito de secuencia homopolar es:

$$Z_0 = \infty$$

Corrientes de cortocircuitos

- Potencia de cortocircuito

Trifásica

$$S_{k3} = 1,1 \cdot \frac{S_b}{|z_1|} = 306,1 MVA$$

Monofásica

$$S_{k1} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot S_b}{|z_1 + z_2 + z_0|} = 0 MVA$$

- Corriente de cortocircuito

Trifásica

$$I''_{k3} = \frac{S_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bIII}} = 12,75 kA$$

Monofásica

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

2.4. Cortocircuitos en barra IV

Los valores de potencia de cortocircuito en la barra IV (Barra de 132kV de ET Concordia) se adquieren de Tabla 19.

Corrientes de cortocircuitos

- Potencia de cortocircuito

Trifásica

$$S_{k3} = S_{ap3} = 1559 MVA$$

Monofásica

$$S_{k1} = S_{ap1} = 1582MVA$$

- Corriente de cortocircuito

Trifásica

$$I''_{k3} = \frac{S_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bIV}} = 6,82kA$$

Monofásica

$$I''_{k1} = \frac{S_{k1}}{\sqrt{3} \cdot V_{bIV}} = 6,92kA$$

3. Selección de equipamientos

Se calculan los parámetros necesarios y se realiza selección de los equipamientos de media y alta tensión, ubicados en la caseta y en la playa respectivamente.

3.1. Selección de equipamientos de alta tensión

- Parámetros del sistema de 132kV

Tensión nominal: $V_n = 132kV$

Tensión máxima: $V_m = 145kV$

Nivel básico de aislación: $LIWV = 650kV$

Nivel soportado a la frecuencia industrial: $V_{fi} = 275kV$

Frecuencia nominal: $f = 50kV$

Corriente de cortocircuito: $I''_{k1} = 6,889kA$

Se adopta la máxima corriente de cortocircuito en el nivel de 132kV.

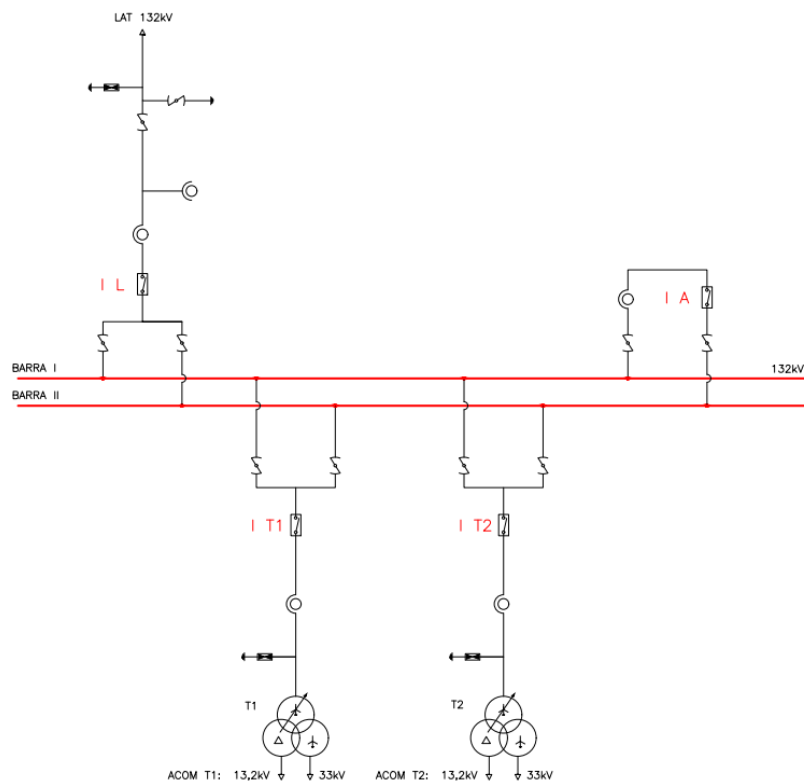
3.1.1 Interruptores de alta tensión

- Ubicación de los interruptores

La ubicación de los interruptores de 132kV se muestran en la Figura 42.

Figura 42

Ubicación de los interruptores en el esquema unifilar de 132kV



- Parámetros de selección

Corriente simétrica de corte

Define el poder de ruptura que debe tener el interruptor.

El valor del factor μ depende de la relación $\frac{I''_k}{I_n}$ y del tiempo mínimo de desconexión t_v . Para contemplar el caso más desfavorable, se adopta $\mu = 1$.

$$I_a = \mu \cdot I''_{k1} = 6,889kA$$

Corriente máxima asimétrica de cortocircuito

Define el poder de conexión que debe tener el interruptor.

El valor del factor χ depende de la relación $\frac{R_k}{X_k}$ de las distintas componentes implicadas en el cortocircuito y tiene en cuenta el amortiguamiento temporal de la componente aperiódica. Se adopta $\chi = 1,8$.

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k1} = 17,54 kA$$

Corriente térmica equivalente de cortocircuito

Representa el valor efectivo de la corriente que el aparato debe soportar durante un segundo.

Considera los efectos térmicos de la componente continua m y de la componente alterna n de la corriente de cortocircuito. Para contemplar el caso más desfavorable, se adopta $m = 0,1$ y $n = 1$.

$$I_{th} = I''_k \cdot \sqrt{m + n} = 7,23 kA$$

- Interruptores del campo de línea y acoplamiento de barra (I L y I A)

Potencia nominal

Se adopta la potencia total de la ET.

$$S_n = 60 MVA$$

Corriente nominal

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

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 66.

Tabla 66*Resultados del cálculo e interruptores I L y I A seleccionados*

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	LTB 145D1/B	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Corriente nominal de servicio	3150A	262,4A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	40kA	6,889kA
Corriente térmica	40kA	7,23kA
Corriente de apertura	40kA	6,889kA
Cresta de corriente de cierre	100kA	17,54kA
Tiempo de cierre	<40ms	
Tiempo de apertura	22ms	
Tiempo de corte	40ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

– Interruptores de los campos de transformadores (I T1 y I T2)

Potencia nominal

Se adopta la potencia de un transformador en el nivel de 33kV.

$$S_n = 30MVA$$

Corriente nominal

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

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 67.

Tabla 67

Resultados del cálculo e interruptores I T1 y I T2 seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	LTB 145D1/B	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Corriente nominal de servicio	3150A	131,2A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	40kA	6,889kA
Corriente térmica	40kA	7,23kA
Corriente de apertura	40kA	6,889kA
Cresta de corriente de cierre	100kA	17,54kA
Tiempo de cierre	<40ms	
Tiempo de apertura	22ms	
Tiempo de corte	40ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

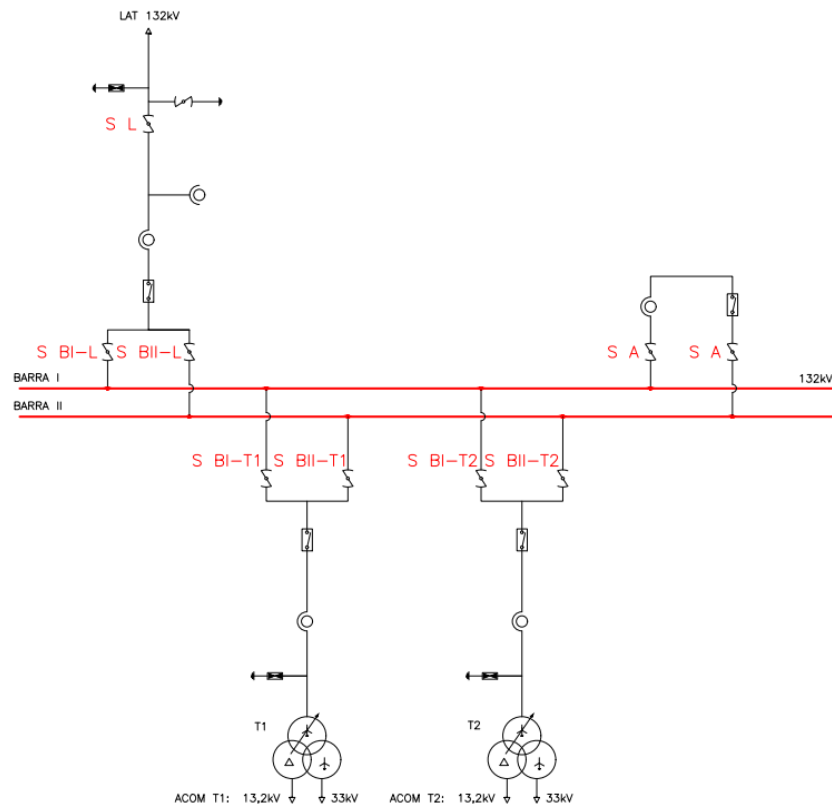
3.1.2. Seccionadores de alta tensión

- Ubicación de los seccionadores

La ubicación de los seccionadores de 132kV se muestran en la Figura 43.

Figura 43

Ubicación de los seccionadores en el esquema unifilar de 132kV



- Parámetros de selección

Corriente límite térmica

Es el valor eficaz más elevado de corriente primaria que puede soportar el equipo por un segundo sin sufrir deterioro por efecto Joule.

$$I_{th} = I''_{k1} = 6,889kA$$

Corriente límite dinámica

Es el valor de cresta del primer medio ciclo de intensidad que puede soportar el equipo sin sufrir deterioro.

$$\kappa = 1,8$$

$$I_{dyn} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{th} = 17,54kA$$

- Seccionadores del campo de línea, barra y acoplamiento de barra (S L, S BI-L S BII-L y S A)

Potencia nominal

Se adopta la potencia total de la ET.

$$S_n = 60MVA$$

Corriente nominal

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

El resumen de los resultados y el seccionador seleccionado se ven en Tabla 68.

Tabla 68

Resultados del cálculo y seccionadores S L, S BI-L, S BII-L y S A seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	LAGO	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	SLA-3C/145	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Corriente nominal de servicio	800A	262,4A
Corriente admisible de breve duración	20kA	6,889kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50kA	17,54kA

– Seccionadores de los campos de transformadores (S BI-T1, S BII-T1, S BI-T2 y S BII-T2)

Potencia nominal

Se adopta la potencia de un transformador en el nivel de 33kV.

$$S_n = 30MVA$$

Corriente nominal

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

El resumen de los resultados y el seccionador seleccionado se ven en Tabla 69.

Tabla 69

Resultados del cálculo y seccionadores S BI-T1, S BII-T1, S BI-T2 y S BII-T2 seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	LAGO	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	SLA-3C/145	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Corriente nominal de servicio	800A	131,2A
Corriente admisible de breve duración	20kA	6,889kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50kA	17,54kA

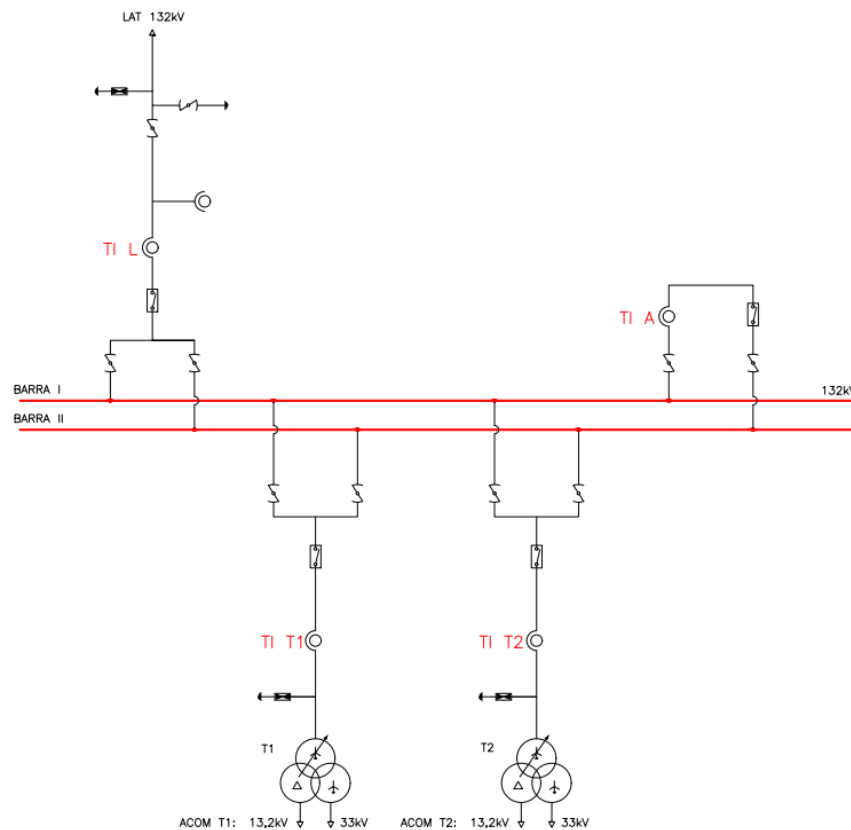
3.1.3. Transformadores de corriente de alta tensión

- Ubicación de los transformadores de corriente

La ubicación de los TI de 132kV se muestran en la Figura 44.

Figura 44

Ubicación de los transformadores de corriente en el esquema unifilar de 132kV



- Parámetros de selección

Corriente límite térmica

Es el valor eficaz más elevado de corriente primaria que puede soportar el equipo por un segundo sin sufrir deterioro por efecto Joule.

$$I_{th} = I''_{k1} = 6,889kA$$

Corriente límite dinámica

Es el valor de cresta del primer medio ciclo de intensidad que puede soportar el equipo sin sufrir deterioro.

$$\kappa = 1,8$$

$$I_{dyn} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{th} = 17,53kA$$

– Campo de línea (TI L)

Potencia nominal

Se adopta la potencia total de la ET.

$$S_n = 60MVA$$

Corriente nominal

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

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 300 - 600A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 1 - 1A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 300 - 600/1 - 1A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 70m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,41\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 0,41VA$$

Núcleo 1: Medición

Clase de precisión

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Watímetro bidireccional (P): 3VA.
- ❖ Vatímetro bidireccional (Q): 3VA.
- ❖ Medidor de energía activa bidireccional (Wh): 3VA.
- ❖ Medidor de energía reactiva bidireccional ($VArh$): 3VA.
- ❖ Frecuencímetro (f): 2VA.
- ❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 17VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 17,41VA$$

Se adopta:

$$P_n = 30VA$$

Núcleo 2: Protección

Clase de precisión

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{6,889kA}{300A} = 22,96$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 30$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de impedancia (Z): 5VA.
- ❖ Relé de máxima corriente por tierra de tiempo inverso ($I_0 >$): 3VA.
- ❖ Relé de corriente por tierra direccional ($I_0 \leftarrow$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente instantánea ($I \gg$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima componente inversa desequilibrio (I_i): 3VA.
- ❖ Relé de máxima tensión ($U >$): 3VA.
- ❖ Osciloperturbógrafo (Osc): 3VA.
- ❖ Relé localizador de falla (LF): 2VA.
- ❖ Relé reconectador uni-tripolar (RUT): 2VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{\text{aparatos}} = 27VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{\text{aparatos}} = 27,41VA$$

Se adopta:

$$P_n = 30VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente seleccionado se ven en Tabla 70.

Tabla 70

Resultados del cálculo y transformador de corriente TI L seleccionado

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	CA-145	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Corriente de cortocircuito	120kA	17,53kA
Corriente primaria	300-600A	262,4A
Relación de transformación	300-600/1-1A	300-600/1-1A
Núcleo 1: Medición	50VA C10,5 Fs<5	30VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	50VA 5P30	30VA 5P30

- Campo de acoplamiento (TI A)

Potencia nominal

Se adopta la potencia total de la ET.

$$S_n = 60MVA$$

Corriente nominal

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

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 300 - 600A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 1 - 1A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 300 - 600/1 - 1A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

- ❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

- ❖ Longitud

$$l = 30m$$

- ❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,175\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 0,175VA$$

Núcleo 1: Medición

Clase de precisión

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 3VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 3,175VA$$

Se adopta:

$$P_n = 5VA$$

Núcleo 2: Protección

Clase de precisión

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{6,889kA}{300A} = 22,96$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 30$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de máxima corriente de tiempo inverso ($I >$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente por tierra de tiempo inverso ($I_o >$): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 6VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 6,175VA$$

Se adopta:

$$P_n = 15VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente seleccionado se ven en Tabla 71.

Tabla 71

Resultados del cálculo y transformador de corriente TI A seleccionado

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	CA-145	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Corriente de cortocircuito	120kA	17,53kA
Corriente primaria	300-600A	262,4A
Relación de transformación	300-600/1-1A	300-600/1-1A
Núcleo 1: Medición	50VA C10,5 Fs<5	5VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	50VA 5P30	15VA 5P30

– Campos de transformadores (TI T1 y TI T2)

Potencia nominal

$$S_n = 30MVA$$

Corriente nominal

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

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 200 - 400A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 1 - 1 - 1A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 200 - 400/1 - 1 - 1A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 60m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,35\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 0,35VA$$

Núcleo 1: Medición SMEC

Clase de precisión

0,2 (contadores de gran precisión)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Medidor SMEC (CAMMESA): 8VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 8VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 8,35VA$$

Se adopta:

$$P_n = 10VA$$

Núcleo 2: Medición**Clase de precisión**

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Watímetro (P): 3VA.
- ❖ Vatímetro (Q): 3VA.
- ❖ Medidor de energía activa (Wh): 3VA.
- ❖ Medidor de energía reactiva ($VArh$): 3VA.
- ❖ Cofímetro ($\cos \varphi$): 3VA.

❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 18VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 18,35VA$$

Se adopta:

$$P_n = 30VA$$

Núcleo 3: Protección

Clase de precisión

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{6,889kA}{200A} = 34,45$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 40$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé diferencial longitudinal del transformador (ΔI): 3VA.
- ❖ Relé diferencial longitudinal de neutro del transformador (ΔI_0): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente por tierra de tiempo inverso ($I_0 >$): 3VA.
- ❖ Relé de corriente direccional ($I \leftarrow$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente instantánea ($I \gg$): 3VA.

- ❖ Relé de máxima corriente de tiempo inverso ($I >$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima frecuencia ($f >$): 3VA.
- ❖ Relé de mínima frecuencia ($f <$): 3VA.
- ❖ Osciloperturbógrafo (*Osc*): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{\text{aparatos}} = 27VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{\text{aparatos}} = 27,35VA$$

Se adopta:

$$P_n = 30VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente seleccionado se ven en Tabla 72.

Tabla 72

Resultados del cálculo y transformadores de corriente TI T1 y TI T2 seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	CA-145	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Corriente de cortocircuito	120kA	17,53kA
Corriente primaria	200-400A	131,2A
Relación de transformación	200-400/1-1A	200-400/1-1A
Núcleo 1: Medición SMEC	25VA CI0,2 Fs<5	10VA CI0,2 Fs<5
Núcleo 2: Medición	50VA CI0,5 Fs<5	30VA CI0,5 Fs<5
Núcleo 3: Protección	50VA 5P40	30VA 5P40

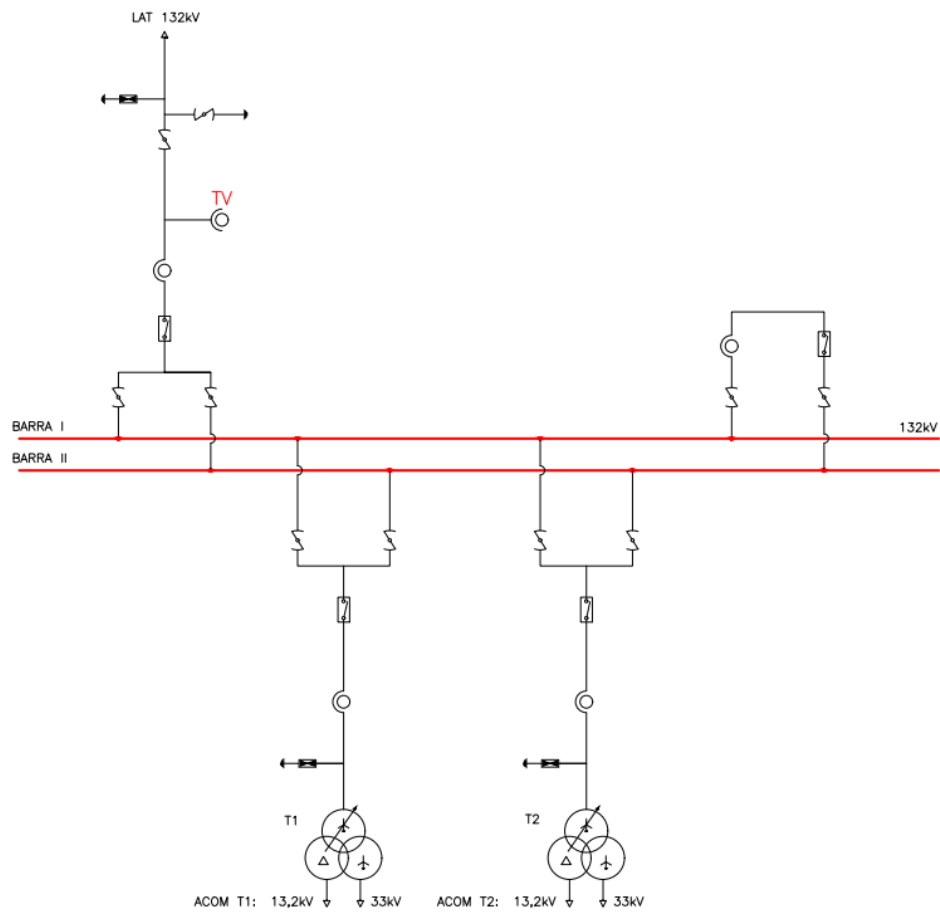
3.1.4. Transformadores de tensión de alta tensión

- Ubicación de los transformadores de tensión

La ubicación de los TV de 132kV se muestran en la Figura 45.

Figura 45

Ubicación de los transformadores de tensión en el esquema unifilar de 132kV



– Campo de línea

Tensión y relación de transformación nominal TV

Tensión primaria nominal

$$V_{pn} = \frac{132}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

Tensión secundaria nominal

$$V_{sn} = \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$$

La relación de transformación es:

$$R_T = \frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}} kV$$

Núcleo 1: Medición SMEC

Clase de precisión

0,2 (contadores de gran precisión)

Factor de tensión

$F_t = 1,2$ (tiempo continuo)

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Medidor SMEC (CAMMESA): 8VA.

$$P_{aparatos} = 8VA$$

- ❖ Pérdidas en los cables alimentadores de los relés:

Corriente en el secundario

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

Los parámetros de los conductores son:

- ❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

- ❖ Longitud

$$l = 70m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,41 \Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 0,0065 \text{VA}$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{\text{aparatos}} = 8,0065 \text{VA}$$

Se adopta:

$$P_n = 10 \text{VA}$$

Núcleo 2: Medición y protección

Clase de precisión

0,5 (aparatos de medida)

Factor de tensión

$F_t = 1,2$ (tiempo continuo)

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Watímetro bidireccional (P): 3VA.
- ❖ Vatímetro bidireccional (Q): 3VA.
- ❖ Medidor de energía activa bidireccional (Wh): 3VA.
- ❖ Medidor de energía reactiva bidireccional ($VArh$): 3VA.
- ❖ Frecuencímetro (f): 2VA.

- ❖ Relé de impedancia (Z): 5VA.
- ❖ Relé de máxima corriente por tierra de tiempo inverso ($I_0 >$): 3VA.
- ❖ Relé de corriente por tierra direccional ($I_0 \leftarrow$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente instantánea ($I \gg$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima componente inversa desequilibrio (I_i): 3VA.
- ❖ Relé de máxima tensión ($U >$): 3VA.
- ❖ Osciloperturbógrafo (Osc): 3VA.
- ❖ Relé localizador de falla (LF): 2VA.
- ❖ Relé reconectador uni-tripolar (RUT): 2VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 41VA$$

- ❖ Pérdidas en los cables alimentadores de los relés:

Corriente en el secundario

$$I_s = \frac{41VA}{\frac{110}{\sqrt{3}}V} = 0,646A$$

Los parámetros de los conductores son:

- ❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

- ❖ Longitud

$$l = 70m$$

- ❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,41\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 0,171VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 41,171VA$$

Se adopta:

$$P_n = 60VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de tensión seleccionado se ven en Tabla 73.

Tabla 73

Resultados del cálculo y transformadores de tensión seleccionado

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-2	
Modelo	UTE-145	
Tensión nominal	145kV	132kV
Tensión máxima		145kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV
Relación de transformación	$\frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV	$\frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV
Factor de tensión	Ft=1,2	Ft=1,2
Núcleo 1: Medición SMEC	300VA C10,2	10VA C10,2
Núcleo 2: Medición y protección	700VA C10,5	60VA C10,5

3.2. Selección de equipamientos de 33kV

- Parámetros del sistema de 33kV

Tensión nominal: $V_n = 33kV$

Tensión máxima: $V_m = 36kV$

Nivel básico de aislación: $LIWV = 170kV$

Nivel soportado a la frecuencia industrial: $V_{fi} = 70kV$

Frecuencia nominal: $f = 50kV$

Corriente de cortocircuito: $I''_{k1} = 9,4kA$

Se adopta la máxima corriente de cortocircuito en el nivel de 33kV.

3.2.1. Interruptores de 33kV

- Parámetros de selección de interruptores

Corriente simétrica de corte

Define el poder de ruptura que debe tener el interruptor.

El valor del factor μ depende de la relación $\frac{I''_k}{I_n}$ y del tiempo mínimo de desconexión t_v . Para contemplar el caso más desfavorable, se adopta $\mu = 1$.

$$I_a = \mu \cdot I''_{k1} = 9,4kA$$

Corriente máxima asimétrica de cortocircuito

Define el poder de conexión que debe tener el interruptor.

El valor del factor χ depende de la relación $\frac{R_k}{X_k}$ de las distintas componentes implicadas en el cortocircuito y tiene en cuenta el amortiguamiento temporal de la componente aperiódica. Se adopta $\chi = 1,8$.

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k1} = 23,93kA$$

Corriente térmica equivalente de cortocircuito

Representa el valor efectivo de la corriente que el aparato debe soportar durante un segundo.

Considera los efectos térmicos de la componente continua m y de la componente alterna n de la corriente de cortocircuito. Para contemplar el caso más desfavorable, se adopta $m = 0,1$ y $n = 1$.

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m + n} = 9,86kA$$

- Celdas de salidas de 33kV

Potencia nominal

Se adopta la máxima potencia que puede transmitir un alimentador en el nivel de 33kV.

$$S_n = 10MVA$$

Corriente nominal

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

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 74.

Tabla 74*Resultados del cálculo e interruptores de salidas de 33kV seleccionados*

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	DM1-A	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Corriente nominal de servicio	630A	175A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	20kA	9,4kA
Corriente térmica	20kA	9,86kA
Corriente de apertura	20kA	9,4kA
Cresta de corriente de cierre	50kA	23,93kA
Tiempo de cierre	<100ms	
Tiempo de apertura	<60ms	
Tiempo de corte	<75ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

- Celdas de acometidas a barras de 33kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de un transformador en el nivel de 33kV.

$$S_n = 30MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 525A$$

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 75.

Tabla 75

Resultados del cálculo e interruptores de acometidas a barras de 33kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	DM2	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Corriente nominal de servicio	1250A	525A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA	9,4kA
Corriente térmica	25kA	9,86kA
Corriente de apertura	25kA	9,4kA
Cresta de corriente de cierre	50kA	23,93kA
Tiempo de cierre	<100ms	
Tiempo de apertura	<60ms	
Tiempo de corte	<75ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

- Celda de acoplamiento de barras de 33kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de la ET en el nivel de 33kV.

$$S_n = 60MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 1050A$$

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 76.

Tabla 76

Resultados del cálculo e interruptor de acoplamiento de barras de 33kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	DM2	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Corriente nominal de servicio	1250A	1050A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA	9,4kA
Corriente térmica	25kA	9,86kA
Corriente de apertura	25kA	9,4kA
Cresta de corriente de cierre	50kA	23,93kA
Tiempo de cierre	<100ms	
Tiempo de apertura	<60ms	
Tiempo de corte	<75ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

3.2.2. Seccionadores de 33kV

- Parámetros de selección de seccionadores de tierra

Corriente límite térmica

Es el valor eficaz más elevado de corriente primaria que puede soportar el equipo por un segundo sin sufrir deterioro por efecto Joule.

$$I_{th} = I''_{k1} = 9,4kA$$

Corriente límite dinámica

Es el valor de cresta del primer medio ciclo de intensidad que puede soportar el equipo sin sufrir deterioro.

$$\kappa = 1,8$$

$$I_{dyn} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{th} = 23,93kA$$

- Celdas de salidas de 33kV

Potencia nominal

Se adopta la máxima potencia que puede transmitir un alimentador en el nivel de 33kV.

$$S_n = 10MVA$$

Corriente nominal

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

El resumen de los resultados y el seccionador de tierra seleccionado se ven en Tabla 77.

Tabla 77*Resultados del cálculo y seccionadores de salidas de 33kV seleccionados*

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	DM1-A	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Corriente nominal de servicio	630A	175A
Corriente admisible de breve duración	20kA	9,4kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50kA	23,93kA

3.2.3. Transformadores de corriente de 33kV

- Parámetros de selección de transformadores de corriente

Corriente límite térmica

Es el valor eficaz más elevado de corriente primaria que puede soportar el equipo por un segundo sin sufrir deterioro por efecto Joule.

$$I_{th} = I''_{k1} = 9,4kA$$

Corriente límite dinámica

Es el valor de cresta del primer medio ciclo de intensidad que puede soportar el equipo sin sufrir deterioro.

$$\kappa = 1,8$$

$$I_{dyn} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{th} = 23,93kA$$

- Celdas de salidas de 33kV

Potencia nominal

Se adopta la máxima potencia que puede transmitir un alimentador en el nivel de 33kV.

$$S_n = 10MVA$$

Corriente nominal

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

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 200 - 400A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 5 - 5A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 200 - 400/5 - 5A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,12\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 3VA$$

Núcleo 1: Medición

Clase de precisión

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Medidor de energía activa (Wh): 3VA.
- ❖ Medidor de energía reactiva ($VArh$): 3VA.
- ❖ Cofímetro ($\cos \varphi$): 3VA.
- ❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 12VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 15VA$$

Se adopta:

$$P_n = 25VA$$

Núcleo 2: Protección

Clase de precisión

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{9,4kA}{200A} = 47$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 50$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de máxima corriente instantánea ($I \gg$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente de tiempo inverso ($I >$): 3VA.
- ❖ Relé de corriente por tierra direccional ($I_0 \leftarrow$): 3VA.
- ❖ Relé reconectador uni-tripolar (RUT): 2VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 11VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 14VA$$

Se adopta:

$$P_n = 15VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente se ven en Tabla 78.

Tabla 78

Resultados del cálculo y transformadores de corriente de salidas de 33kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ACF-36	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Corriente de cortocircuito	50kA	23,93kA
Corriente primaria	200-400A	175A
Relación de transformación	200-400/5-5A	200-400/5-5A
Núcleo 1: Medición	25VA Cl0,5 Fs<5	25VA Cl0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	15VA 5P50	15VA 5P50

- Celdas de acometidas a barras de 33kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de un transformador en el nivel de 33kV.

$$S_n = 30MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 525A$$

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 600 - 1200A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 5 - 5A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 600 - 1200/5 - 5A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,12\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 3VA$$

Núcleo 1: Medición**Clase de precisión**

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Watímetro (P): 3VA.
- ❖ Vatímetro (Q): 3VA.
- ❖ Medidor de energía activa (Wh): 3VA.
- ❖ Medidor de energía reactiva ($VARh$): 3VA.
- ❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 15VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 18VA$$

Se adopta:

$$P_n = 30VA$$

Núcleo 2: Protección**Clase de precisión**

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{9,4kA}{600A} = 15,67$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 20$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de impedancia (Z): 5VA.
- ❖ Relé de corriente por tierra direccional ($I_0 \leftarrow$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima tensión ($U >$): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 11VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 14VA$$

Se adopta:

$$P_n = 15VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente se ven en Tabla 79.

Tabla 79

Resultados del cálculo y transformadores de corriente de acometidas a barras de 33kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ACF-36	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Corriente de cortocircuito	48kA	23,93kA
Corriente primaria	600-1200A	525A
Relación de transformación	600-1200/5-5A	600-1200/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA Cl0,5 Fs<5	30VA Cl0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	20VA 5P20	15VA 5P20

– Celda de acoplamiento de barras de 33kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de la ET en el nivel de 33kV.

$$S_n = 60MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 1050A$$

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 600 - 1200A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 5 - 5A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 600 - 1200/5 - 5A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,12\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 3VA$$

Núcleo 1: Medición**Clase de precisión**

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

❖ 2 Amperímetro (A): 6VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 6VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 9VA$$

Se adopta:

$$P_n = 10VA$$

Núcleo 2: Protección**Clase de precisión**

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{9,4kA}{1200A} = 7,83$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 10$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de máxima corriente de tiempo inverso ($I >$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente por tierra de tiempo inverso ($I_0 >$): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 6VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 9VA$$

Se adopta:

$$P_n = 10VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente se ven en Tabla 80.

Tabla 80

Resultados del cálculo y transformador de corriente de acoplamiento de barras de 33kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ACF-36	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Corriente de cortocircuito	48kA	23,93kA
Corriente primaria	600-1200A	1050A
Relación de transformación	600-1200/5-5A	600-1200/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA Cl0,5 Fs<5	10VA Cl0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	45VA 5P10	10VA 5P10

3.2.4. Transformadores de tensión de 33kV

- Celdas de medición de tensión de barras de 33kV

Tensión y relación de transformación nominal TV

Tensión primaria nominal

$$V_{pn} = \frac{33}{\sqrt{3}} kV$$

Tensión secundaria nominal

$$V_{sn} = \frac{110}{\sqrt{3}} V$$

La relación de transformación es:

$$R_T = \frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}} kV$$

Núcleo 1: Medición y protección

Clase de precisión

0,5 (aparatos de medida)

Factor de tensión

$F_t = 1,2$ (tiempo continuo)

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ 2 Voltímetro (V): 6VA.
- ❖ 2 Watímetro (P): 6VA.
- ❖ 2 Vatímetro (Q): 6VA.
- ❖ 10 Medidor de energía activa (Wh): 30VA.
- ❖ 10 Medidor de energía reactiva ($VArh$): 30VA.
- ❖ 8 Cofímetro ($\cos \varphi$): 24VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 102VA$$

Corriente en el secundario

$$I_s = \frac{102VA}{\frac{110}{\sqrt{3}}V} = 1,61A$$

Los parámetros de los conductores son:

- ❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

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

Y las pérdidas en los cables alimentadores de los relés son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 0,303VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 102,303VA$$

Se adopta:

$$P_n = 150VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de tensión se ven en Tabla 81.

Tabla 81

Resultados del cálculo y transformadores de tensión de 33kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-2	
Modelo	UCS-36	
Tensión nominal	36kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	70kV	70kV
LIWV	170kV	170kV
Relación de transformación	$\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV	$\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV
Factor de tensión	Ft=1,2	Ft=1,2
Núcleo 1: Medición y protección	400VA C10,5	150VA C10,5

3.3. Selección de equipamientos de 13,2kV

- Parámetros del sistema de 13,2kV

Tensión nominal: $V_n = 13,2kV$

Tensión máxima: $V_m = 14,5kV$

Nivel básico de aislación: $LIWV = 95kV$

Nivel soportado a la frecuencia industrial: $V_{fi} = 38kV$

Frecuencia nominal: $f = 50kV$

Corriente de cortocircuito: $I''_{k3} = 12,75kA$

Se adopta la máxima corriente de cortocircuito en el nivel de 13,2kV.

3.3.1. Interruptores de 13,2kV

- Parámetros de selección de interruptores

Corriente simétrica de corte

Define el poder de ruptura que debe tener el interruptor.

El valor del factor μ depende de la relación $\frac{I''_k}{I_n}$ y del tiempo mínimo de desconexión t_v . Para contemplar el caso más desfavorable, se adopta $\mu = 1$.

$$I_a = \mu \cdot I''_{k1} = 12,75kA$$

Corriente máxima asimétrica de cortocircuito

Define el poder de conexión que debe tener el interruptor.

El valor del factor χ depende de la relación $\frac{R_k}{X_k}$ de las distintas componentes implicadas en el cortocircuito y tiene en cuenta el amortiguamiento temporal de la componente aperiódica. Se adopta $\chi = 1,8$.

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k1} = 32,46kA$$

Corriente térmica equivalente de cortocircuito

Representa el valor efectivo de la corriente que el aparato debe soportar durante un segundo.

Considera los efectos térmicos de la componente continua m y de la componente alterna n de la corriente de cortocircuito. Para contemplar el caso más desfavorable, se adopta $m = 0,1$ y $n = 1$.

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m + n} = 13,37kA$$

- Celdas de salidas de 13,2kV

Potencia nominal

Se adopta la máxima potencia que puede transmitir un alimentador en el nivel de 13,2kV.

$$S_n = 7MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 306,2A$$

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 82.

Tabla 82

Resultados del cálculo e interruptores de salidas de 13,2kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	DM1-A	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente nominal de servicio	630A	306,2A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA	12,75kA
Corriente térmica	25kA	13,37kA
Corriente de apertura	25kA	12,75kA
Cresta de corriente de cierre	50kA	32,46kA
Tiempo de cierre	<100ms	
Tiempo de apertura	<60ms	
Tiempo de corte	<75ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

- Celdas de acometidas a barras de 13,2kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de un transformador en el nivel de 13,2kV.

$$S_n = 10MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 437,4A$$

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 83.

Tabla 83

Resultados del cálculo e interruptores de acometidas a barras de 13,2kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	DM2	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente nominal de servicio	630A	437,4A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA	12,75kA
Corriente térmica	25kA	13,37kA
Corriente de apertura	25kA	12,75kA
Cresta de corriente de cierre	50kA	32,46kA
Tiempo de cierre	<100ms	
Tiempo de apertura	<60ms	
Tiempo de corte	<75ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

- Celda de acoplamiento de barras de 13,2kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de la ET en el nivel de 13,2kV.

$$S_n = 20MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 874,8A$$

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 84.

Tabla 84

Resultados del cálculo e interruptor de acoplamiento de barras de 13,2kV seleccionado

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	DM1-Z	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente nominal de servicio	1250A	874,8A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA	12,75kA
Corriente térmica	25kA	13,37kA
Corriente de apertura	25kA	12,75kA
Cresta de corriente de cierre	50kA	32,46kA
Tiempo de cierre	<100ms	
Tiempo de apertura	<60ms	
Tiempo de corte	<75ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

– Celdas de reactores de neutros

Potencia nominal

Se adopta la potencia nominal en régimen de falla de los reactores de neutro.

$$S_n = 1,45MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 63,4A$$

El resumen de los resultados y el interruptor seleccionado se ven en Tabla 85.

Tabla 85

Resultados del cálculo e interruptores de reactores de neutros seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-100	
Modelo	DM1-Z	
Aislamiento	SF6	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente nominal de servicio	1250A	63,4A
Corriente nominal de servicio en cortocircuito	25kA	12,75kA
Corriente térmica	25kA	13,37kA
Corriente de apertura	25kA	12,75kA
Cresta de corriente de cierre	50kA	32,46kA
Tiempo de cierre	<100ms	
Tiempo de apertura	<60ms	
Tiempo de corte	<75ms	
Secuencia de operación nominal	O-0,3s-CO-3min-CO	

3.3.2. Seccionadores de 13,2kV

- Parámetros de selección de seccionadores de tierra

Corriente límite térmica

Es el valor eficaz más elevado de corriente primaria que puede soportar el equipo por un segundo sin sufrir deterioro por efecto Joule.

$$I_{th} = I''_{k1} = 12,75kA$$

Corriente límite dinámica

Es el valor de cresta del primer medio ciclo de intensidad que puede soportar el equipo sin sufrir deterioro.

$$\kappa = 1,8$$

$$I_{dyn} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{th} = 32,46kA$$

- Celdas de salidas de 13,2kV

Potencia nominal

Se adopta la máxima potencia que puede transmitir un alimentador en el nivel de 13,2kV.

$$S_n = 7MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 306,2A$$

El resumen de los resultados y el seccionador de tierra seleccionado se ven en Tabla 86.

Tabla 86

Resultados del cálculo y seccionadores de salidas de 13,2kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Schneider	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	DM1-A	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente nominal de servicio	630A	306,2A
Corriente admisible de breve duración	25kA	12,75kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50kA	32,46kA

3.3.3. Transformadores de corriente de 13,2kV

- Parámetros de selección de transformadores de corriente

Corriente límite térmica

Es el valor eficaz más elevado de corriente primaria que puede soportar el equipo por un segundo sin sufrir deterioro por efecto Joule.

$$I_{th} = I''_{k3} = 12,75kA$$

Corriente límite dinámica

Es el valor de cresta del primer medio ciclo de intensidad que puede soportar el equipo sin sufrir deterioro.

$$\kappa = 1,8$$

$$I_{dyn} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{th} = 32,46kA$$

– Celdas de salidas de 13,2kV

Potencia nominal

Se adopta la máxima potencia que puede transmitir un alimentador en el nivel de 13,2kV.

$$S_n = 7MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 306,2A$$

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 400 - 800A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 5 - 5A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 400 - 800/5 - 5A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,12 \Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 3VA$$

Núcleo 1: Medición

Clase de precisión

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Medidor de energía activa (Wh): 3VA.
- ❖ Medidor de energía reactiva ($VArh$): 3VA.
- ❖ Cofímetro ($\cos \varphi$): 3VA.
- ❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{\text{aparatos}} = 12VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{\text{aparatos}} = 15VA$$

Se adopta:

$$P_n = 15VA$$

Núcleo 2: Protección

Clase de precisión

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{12,75kA}{400A} = 31,88$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 40$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de máxima corriente instantánea ($I \gg$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente de tiempo inverso ($I >$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente por tierra direccional ($I_0 \leftarrow$): 3VA.
- ❖ Relé reconector uni-tripolar (RUT): 2VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 11VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 14VA$$

Se adopta:

$$P_n = 15VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente seleccionado se ven en Tabla 87.

Tabla 87

Resultados del cálculo y transformadores de corriente de salidas de 13,2kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ACF-17	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA	32,46kA
Corriente primaria	400-800A	306,2A
Relación de transformación	400-800/5-5A	400-800/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA Cl0,5 Fs<5	15VA Cl0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	25VA 5P40	15VA 5P40

– Celdas de acometidas a barras de 13,2kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de un transformador en el nivel de 13,2kV.

$$S_n = 10MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 437,4A$$

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 500 - 1000A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 5 - 5A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 500 - 1000/5 - 5A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,12\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 3VA$$

Núcleo 1: Medición**Clase de precisión**

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ Watímetro (P): 3VA.
- ❖ Vatímetro (Q): 3VA.
- ❖ Medidor de energía activa (Wh): 3VA.
- ❖ Medidor de energía reactiva ($VARh$): 3VA.
- ❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 15VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 18VA$$

Se adopta:

$$P_n = 30VA$$

Núcleo 2: Protección**Clase de precisión**

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{12,75kA}{500A} = 25,5$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 30$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de máxima corriente de tiempo inverso ($I >$): 3VA.
- ❖ Relé de corriente por tierra direccional ($I_0 \leftarrow$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima tensión ($U >$): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 9VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 12VA$$

Se adopta:

$$P_n = 15VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente seleccionado se ven en Tabla 88.

Tabla 88

Resultados del cálculo y transformadores de corriente de acometidas a barras de 13,2kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ACF-17	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA	32,46kA
Corriente primaria	500-1000A	437,4A
Relación de transformación	500-1000/5-5A	500-1000/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA C10,5 Fs<5	30VA C10,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	25VA 5P30	15VA 5P30

– Celda de acoplamiento de barras de 13,2kV

Potencia nominal

Se adopta la potencia de la ET en el nivel de 13,2kV.

$$S_n = 20MVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 874,8A$$

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 500 - 1000A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 5 - 5A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 500 - 1000/5 - 5A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,12\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 3VA$$

Núcleo 1: Medición**Clase de precisión**

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

❖ 2 Amperímetro (A): 6VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 6VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 9VA$$

Se adopta:

$$P_n = 10VA$$

Núcleo 2: Protección**Clase de precisión**

5P (error compuesto 5%)

Factor límite de precisión

Es el valor más elevado de intensidad primaria, a carga nominal, para la cual el TI responde a los límites de error compuesto. Se considera como límite el valor de cortocircuito.

$$\frac{I_{th}}{I_{pn}} = \frac{12,75kA}{1000A} = 12,75$$

Se adopta:

$$F_{LP} = 20$$

Potencia de precisión

Protecciones conectadas:

- ❖ Relé de máxima corriente de tiempo inverso ($I >$): 3VA.
- ❖ Relé de máxima corriente por tierra ($I_0 >$): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 6VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 9VA$$

Se adopta:

$$P_n = 10VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente seleccionado se ven en Tabla 89.

Tabla 89

*Resultados del cálculo y transformador de corriente de acoplamiento de barras de 13,2kV
seleccionado*

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ACF-17	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA	32,46kA
Corriente primaria	500-1000A	874,8A
Relación de transformación	500-1000/5-5A	500-1000/5-5A
Núcleo 1: Medición	30VA CI0,5 Fs<5	10VA CI0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	25VA 5P20	10VA 5P20

– Celdas de reactores de neutros

Potencia nominal

Se adopta la potencia nominal en régimen de falla de los reactores de neutro.

$$S_n = 14500kVA$$

Corriente nominal

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 634A$$

Corriente y relación de transformación del TI

Corriente primaria nominal

$$I_{pn} = 500 - 1000A$$

Corriente secundaria nominal

$$I_{sn} = 5 - 5A$$

La relación de transformación es:

$$R_T = 500 - 1000/5 - 5A$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los relés

Los parámetros de los conductores son:

❖ Sección

$$S = 10mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 70m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = 0,246\Omega$$

Y las pérdidas son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 6,15VA$$

Núcleo: Medición**Clase de precisión**

0,5 (aparatos de medida)

Factor de seguridad

$$F_s = 5$$

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

❖ Amperímetro (A): 3VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 3VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 9,15VA$$

Se adopta:

$$P_n = 10VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de corriente seleccionado se ven en Tabla 90.

Tabla 90

Resultados del cálculo y transformadores de corriente de reactores de neutros seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044-1	
Modelo	ACF-17	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Corriente de cortocircuito	50kA	32,46kA
Corriente primaria	500-1000A	634A
Relación de transformación	500-1000/5-5A	500-1000/5-5A
Núcleo: Medición	30VA Cl0,5 Fs<5	10VA Cl0,5 Fs<5

3.3.4. Transformadores de tensión de 13,2kV

- Celdas de medición de tensión de barras de 13,2kV

Tensión y relación de transformación nominal TV

Tensión primaria nominal

$$V_{pn} = \frac{13,2}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

Tensión secundaria nominal

$$V_{sn} = \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$$

La relación de transformación es:

$$R_T = \frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}} kV$$

Núcleo 1: Medición y protección

Clase de precisión

0,5 (aparatos de medida)

Factor de tensión

$F_t = 1,2$ (tiempo continuo)

Potencia de precisión

Aparatos conectados:

- ❖ 2 Voltímetro (V): 6VA.
- ❖ 2 Watímetro (P): 6VA.
- ❖ 2 Vatímetro (Q): 6VA.
- ❖ 4 Medidor de energía activa (Wh): 12VA.
- ❖ 4 Medidor de energía reactiva ($VArh$): 12VA.
- ❖ 2 Cofímetro ($\cos \varphi$): 6VA.

La suma de la potencia de los aparatos es:

$$P_{aparatos} = 48VA$$

Corriente en el secundario

$$I_s = \frac{48VA}{\frac{110}{\sqrt{3}}V} = 0,756A$$

Los parámetros de los conductores son:

- ❖ Sección

$$S = 6mm^2$$

❖ Longitud

$$l = 20m$$

❖ Resistividad

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

La resistencia del conductor resulta:

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

Y las pérdidas en los cables alimentadores de los relés son:

$$P_p = I_s^2 \cdot R = 0,067VA$$

La potencia de precisión debe ser mayor a la suma de las potencias de los aparatos conectados al transformador de medida más las pérdidas en los conductores.

$$P = P_p + P_{aparatos} = 48,067VA$$

Se adopta:

$$P_n = 50VA$$

El resumen de los resultados y el transformador de tensión seleccionado se ven en Tabla 91.

Tabla 91

Resultados del cálculo y transformadores de tensión de 13,2kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ARTECHE	
Norma	IEC 60044	
Modelo	UCI-17	
Tensión nominal	17,5kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Frecuencia nominal	50Hz	50Hz
Nivel soportado a la frecuencia industrial	38kV	38kV
LIWV	95kV	95kV
Relación de transformación	$\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV	$\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV
Factor de tensión	Ft=1,2	Ft=1,2
Núcleo 1: Medición y protección	60VA C10,5	50VA C10,5

3.4. Cálculo de descargadores

Datos iniciales

Se deben conocer los parámetros eléctricos del sistema:

- Tensión nominal (U_n).
- Tensión máxima (U_{max}).
- Tiempo de duración de la sobretensión (t_{max}).
- Factor de falla a tierra (F_{ft}).

Selección del descargador

Primero se debe conocer el máximo valor de la tensión fase-tierra permanente del sistema en condiciones normales (U_{fmax}), que se calcula como:

$$U_{fmax} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} [kV]$$

Luego se elige el descargador cuyo U_c sea el siguiente mayor al valor dado por U_{fmax} . Siendo U_c el máximo valor eficaz a frecuencia de red que puede ser aplicado indefinidamente y en forma segura entre terminales del descargador.

Una vez seleccionado se deben conocer los demás datos del mismo:

- Valor nominal del descargador (U_r).
- Tensión soportada para t_{max} (U_w).
- Tensión residual (U_{res}). Pico de tensión que aparece en terminales del descargador durante la descarga.

Verificación del descargador

Se calcula la sobretensión temporaria máxima que se puede presentar en el punto de instalación del descargador (U_{temp}), como:

$$U_{temp} = F_{ft} \cdot \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} [kV]$$

Donde:

F_{ft} : Caracteriza las condiciones de conexión a tierra de un sistema, siendo $F_{ft} = 1,4$ para sistemas efectivamente puestos a tierra y $F_{ft} = 1,73$ para sistemas sin conexión a tierra.

Se debe verificar que la sobretensión temporaria que soporta el descargador, para el tiempo de actuación máximo de las protecciones, sea mayor que la que aparece en la ubicación del descargador.

$$U_w > U_{temp}$$

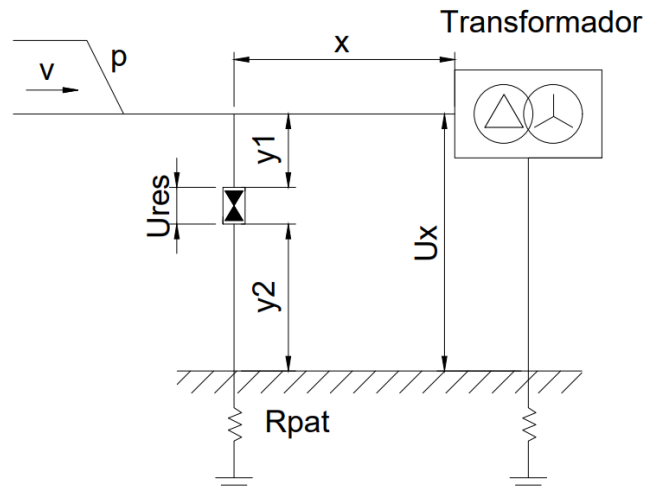
Zona de protección

Para determinar la posición límite de los elementos de protección contra sobretensiones, se calcula la máxima distancia para la cual se satisfacen los requerimientos de la coordinación para un nivel de protección del descargador y una tensión resistida de coordinación.

En la Figura 46 se presenta un esquema en el que el equipo a proteger es un transformador, para observar cuales son las tensiones y dimensiones que se pueden contemplar en los cálculos:

Figura 46

Esquema de tensiones en un transformador protegido por un descargador



Para el ejemplo dado, la zona de protección es:

$$x = (U_x - U_{res} - U_y - U_{RPAT}) \cdot \frac{v}{2 \cdot p} \text{ [m]}$$

Donde:

x : Zona de protección.

U_x : Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador. Para este cálculo se asume $U_x = LIWV$ [kV].

$LIWV$: Tensión resistida a impulso de rayo, del equipo a proteger.

v : Velocidad de programación de la onda progresiva. (Línea aérea: $v = 300 \frac{m}{\mu s}$; Cable: $v = 150 \frac{m}{\mu s}$).

p : Pendiente del frente del impulso atmosférico. (Valor típico: $p = 1000 \frac{kV}{\mu s}$).

U_y : Tensión resultante en el conexionado entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger. Para este cálculo se asume $U_y = 0$ [kV].

U_{RPAT} : Caída de tensión en la puesta a tierra. $U_{RPAT} = R_{PAT} \cdot I_d$ [kV]

R_{PAT} : Resistencia de puesta a tierra [Ω].

I_d : Corriente de descarga [kA].

Margen de protección

Una vez seleccionada la posición de los descargadores, se calcula el valor real de la tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador.

$$U_x = U_{res} + U_y + U_{RPAT} + \frac{2 \cdot p \cdot x}{v} \text{ [kV]}$$

Donde:

x : Distancia entre el descargador y el equipo a proteger [m].

U_y : Tensión resultante en el conexionado entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger. $U_y = (y_1 + y_2) \cdot L \cdot \frac{I_d}{10^{-6}} [kV]$.

L : Inductancia de los conductores $\left[\frac{\mu H}{m}\right]$.

Luego se determina la diferencia entre la característica de descarga disruptiva del descargador y el nivel de tensión soportado por el equipamiento.

$$MP = \left(\frac{LIWV}{U_x} - 1 \right) \cdot 100\% [\%]$$

Donde:

MP : Margen de protección.

Y, por último, se debe verificar:

$$MP > MP_{adm}$$

Donde:

MP_{adm} : Margen de protección admisible. Se adopta $MP_{adm} = 20\%$.

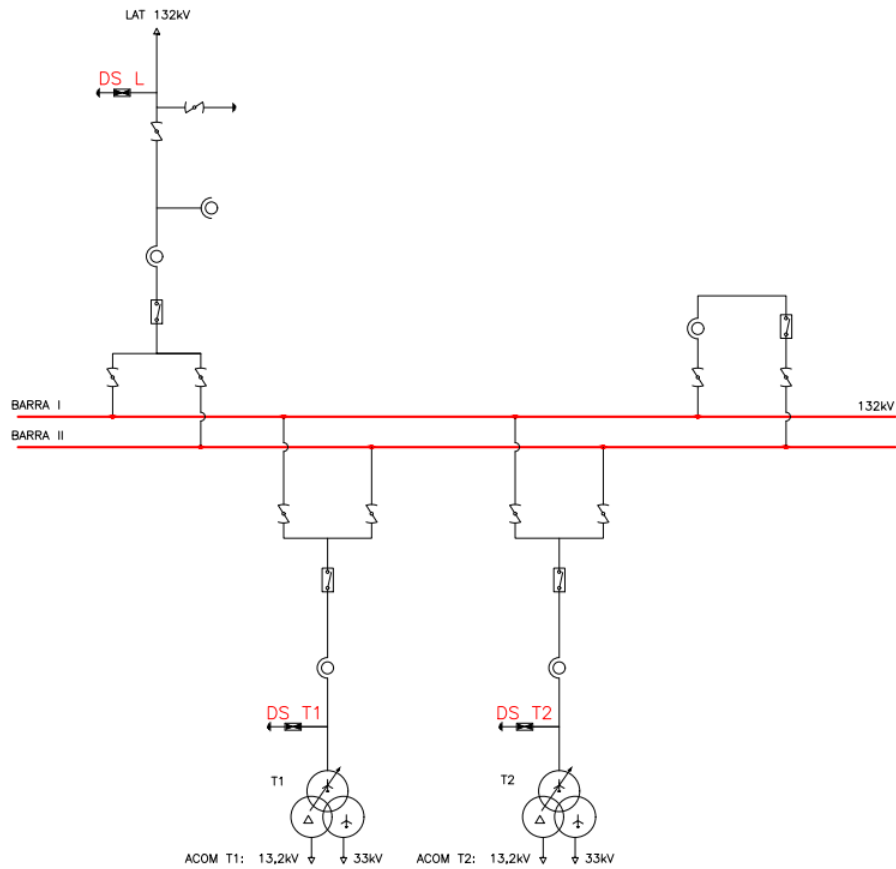
3.4.1. Descargadores de alta tensión

- Ubicación de los descargadores

La ubicación de los descargadores de 132kV se muestran en la Figura 47.

Figura 47

Ubicación de los descargadores en el esquema unifilar de 132kV



– Características eléctricas del sistema

Tensión nominal: $U_n = 132kV$

Tensión máxima: $U_{max} = 145kV$

Tensión máxima fase-tierra: $U_{fmax} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 83,7kV$

Tiempo de duración de la sobretensión: $t_{max} = 1s$

Factor de falla a tierra: $F_{ft} = 1,4$

Sistema efectivamente puesto a tierra.

- Características eléctricas del descargador

Tensión máxima eficaz a frecuencia de la red: $U_c = 86kV$

Tensión nominal del descargador: $U_r = 108kV$

Tensión soportada para t_{max} : $U_w = 124kV$

Tensión residual: $U_{res} = 254kV$

Sobretensión temporaria máxima

$U_{temp} = F_{ft} \cdot U_{fmax} = 117,2kV$

Verificación:

$U_w > U_{temp}$ **VERIFICA**

El resumen de los resultados y el descargador seleccionado se ven en Tabla 92.

Tabla 92

Resultados del cálculo y descargadores de 132kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 60099-4	
Modelo	PEXLIM Q	
Tipo	Óxido de zinc	
Tensión máxima de red	145kV	145kV
Tensión nominal	108kV	
Tensión de trabajo continuo máxima	86kV	83,7kV
Capacidad de sobretensiones temporales (1s)	124kV	117,2kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μs	254kV	
Corriente de descarga	10kA	10kA

– Zona de protección

Tensión resistida a impulso de rayo: $LIWV = 650kV$

Resistencia de puesta a tierra: $R_{PAT} = 1,196\Omega$

Corriente de descarga: $I_d = 10kA$

Inductancia de los conductores: $L = 1,5 \frac{\mu H}{m}$

Pendiente del frente del impulso atmosférico: $p = 1000 \frac{kV}{\mu s}$

Velocidad de propagación de la onda progresiva: $v = 300 \frac{m}{\mu s}$

Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador: $U_x = 650kV$

Tensión entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger: $U_y = 0kV$

Caída de tensión en la puesta a tierra

$$U_{RPAT} = I_d \cdot R_{PAT} = 11,96kV$$

Zona de protección

$$x = (U_x - U_{res} - U_y - U_{RPAT}) \cdot \frac{v}{2 \cdot p} = 57,61m$$

– Margen de protección de transformadores (DS T1 y DS T2)

Los descargadores destinados a cubrir estos equipos, se ubican a una distancia $x = 10m$ del correspondiente a cada uno. Y las distancias hasta la barra rígida y hasta la puesta a tierra son $y_1 = 0,7m$ y $y_2 = 3m$ respectivamente.

Tensión entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger

$$U_y = (y_1 + y_2) \cdot L \cdot \frac{I_d}{10^{-6}} = 55kV$$

Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador

$$U_x = U_{res} + U_y + U_{RPAT} + \frac{2 \cdot p \cdot x}{v} = 388,1kV$$

Margen de protección

$$MP = \left(\frac{LIWV}{U_x} - 1 \right) \cdot 100\% = 67,5\%$$

Margen de protección admisible

$$MP_{adm} = 20\%$$

Verificación:

$$MP > MP_{adm} \text{ VERIFICA}$$

- Margen de protección de línea (DS L)

El descargador destinado a este punto tiene por función impedir el ingreso de las sobretensiones a la ET. Para visualizar su comportamiento se determina la tensión desde el descargador $x = 0m$ y cómo evoluciona hacia las barras $x = 33m$.

Las distancias hasta la barra rígida y hasta la puesta a tierra son $y_1 = 0m$ y $y_2 = 3m$ respectivamente.

Tensión entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger

$$U_y = (y_1 + y_2) \cdot L \cdot \frac{I_d}{10^{-6}} = 45kV$$

Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador

Para $x = 0m$:

$$U_x = U_{res} + U_y + U_{RPAT} + \frac{2 \cdot p \cdot x}{v} = 311kV$$

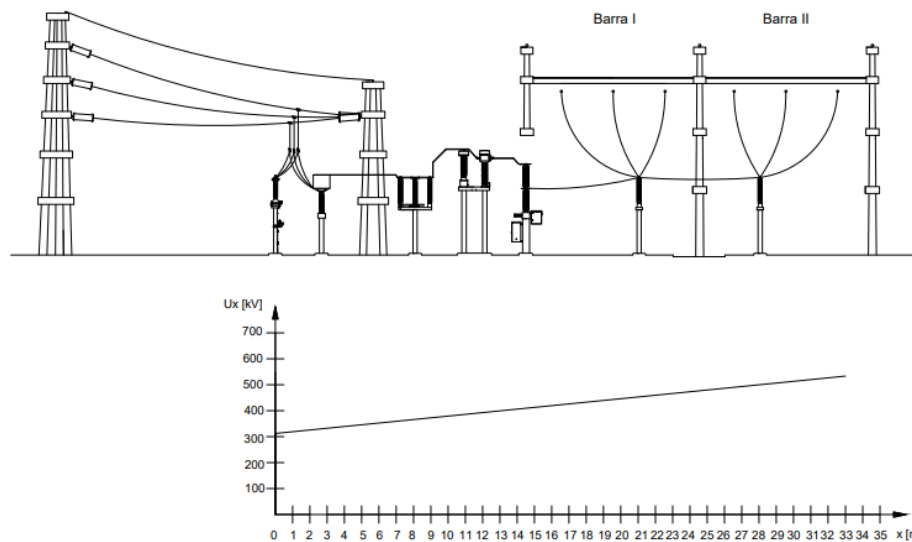
Para $x = 33m$:

$$U_x = U_{res} + U_y + U_{RPAT} + \frac{2 \cdot p \cdot x}{v} = 531kV$$

Los valores de la sobretensión sobre el campo de línea se ven en la Figura 48.

Figura 48

Distribución de la sobretensión en el campo de línea



3.4.2. Descargadores de 33kV

- Características eléctricas del sistema

Tensión nominal: $U_n = 33kV$

Tensión máxima: $U_{max} = 36kV$

Tensión máxima fase-tierra: $U_{fmax} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 20,8kV$

Tiempo de duración de la sobretensión: $t_{max} = 1s$

Factor de falla a tierra: $F_{ft} = 1,4$

Sistema efectivamente puesto a tierra.

- Características eléctricas del descargador

Tensión máxima eficaz a frecuencia de la red: $U_c = 24kV$

Tensión nominal del descargador: $U_r = 30kV$

Tensión soportada para t_{max} : $U_w = 34,5kV$

Tensión residual: $U_{res} = 70,5kV$

Sobretensión temporaria máxima

$U_{temp} = F_{ft} \cdot U_{fmax} = 29,1kV$

Verificación:

$U_w > U_{temp}$ **VERIFICA**

El resumen de los resultados y el descargador seleccionado se ven en Tabla 93.

Tabla 93

Resultados del cálculo y descargadores de 33kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 60099-4	
Modelo	PEXLIM Q	
Tipo	Óxido de zinc	
Tensión máxima de red	36kV	36kV
Tensión nominal	30kV	
Tensión de trabajo continuo máxima	24kV	20,8kV
Capacidad de sobretensiones temporales (1s)	34,5kV	29,1kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s	70,5kV	
Corriente de descarga	10kA	10kA

- Zona de protección

Tensión resistida a impulso de rayo: $LIWV = 170kV$

Corriente de descarga: $I_d = 10kA$

Inductancia de los conductores: $L = 1,5 \frac{\mu H}{m}$

Pendiente del frente del impulso atmosférico: $p = 1000 \frac{kV}{\mu s}$

Velocidad de propagación de la onda progresiva: $v = 300 \frac{m}{\mu s}$

Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador: $U_x = 170kV$

Tensión entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger: $U_y = 0kV$

Zona de protección

$$x = (U_x - U_{res} - U_y) \cdot \frac{v}{2 \cdot p} = 14,93m$$

- Margen de protección

Descargadores de cables de 33kV: los descargadores destinados a cubrir los cables de acometidas a barras, se ubican a una distancia $x = 0m$ que corresponde al punto de cambio entre barra rígida a conductor subterráneo. Y las distancias hasta la barra rígida y hasta la puesta a tierra son $y_1 = 0m$ y $y_2 = 0m$ respectivamente.

Tensión entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger

$$U_y = (y_1 + y_2) \cdot L \cdot \frac{I_d}{10^{-6}} = 0kV$$

Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador

$$U_x = U_{res} + U_y + \frac{2 \cdot p \cdot x}{v} = 70,5kV$$

Margen de protección

$$MP = \left(\frac{LIWV}{U_x} - 1 \right) \cdot 100\% = 141,1\%$$

Margen de protección admisible

$$MP_{adm} = 20\%$$

Verificación:

$$MP > MP_{adm} \text{ VERIFICA}$$

3.4.3. Descargadores de 13,2kV

- Características eléctricas del sistema

Tensión nominal: $U_n = 13,2kV$

Tensión máxima: $U_{max} = 14,5kV$

Tensión máxima fase-tierra: $U_{fmax} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 8,4kV$

Tiempo de duración de la sobretensión: $t_{max} = 1s$

Factor de falla a tierra: $F_{ft} = 1,73$

Sistema no efectivamente puesto a tierra.

- Características eléctricas del descargador

Tensión máxima eficaz a frecuencia de la red: $U_c = 11kV$

Tensión nominal del descargador: $U_r = 13,8kV$

Coefficiente de corrección por tiempo distinto a t de tabla: $T = 1,37$

Tensión soportada para t_{max}

$$U_w = T \cdot U_c = 15,07kV$$

Tensión residual: $U_{res} = 33,8kV$

Sobretensión temporaria máxima

$$U_{temp} = F_{ft} \cdot U_{fmax} = 14,5kV$$

Verificación:

$$U_w > U_{temp} \text{ VERIFICA}$$

El resumen de los resultados y el descargador seleccionado se ven en Tabla 94.

Tabla 94

Resultados del cálculo y descargadores de 13,2kV seleccionados

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	ABB	
Norma	IEC 60099-4	
Modelo	MWK K4	
Tipo	Óxido de zinc	
Tensión nominal	13,8kV	13,2kV
Tensión de trabajo continuo máxima	11kV	8,4kV
Capacidad de sobretensiones temporales (1s)	15,07kV	14,5kV
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s	33,8kV	
Corriente de descarga	10kA	10kA

- Zona de protección

Tensión resistida a impulso de rayo: $LIWV = 95kV$

Corriente de descarga: $I_d = 10kA$

Inductancia de los conductores: $L = 1,5 \frac{\mu H}{m}$

Pendiente del frente del impulso atmosférico: $p = 1000 \frac{kV}{\mu s}$

Velocidad de propagación de la onda progresiva: $v = 300 \frac{m}{\mu s}$

Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador: $U_x = 95kV$

Tensión entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger: $U_y = 0kV$

Zona de protección

$$x = (U_x - U_{res} - U_y) \cdot \frac{v}{2 \cdot p} = 9,18m$$

- Margen de protección

Descargadores de cables de $13,2kV$: los descargadores destinados a cubrir los cables de acometidas a barras, se ubican a una distancia $x = 0m$ que corresponde al punto de cambio entre barra rígida a conductor subterráneo. Y las distancias hasta la barra rígida y hasta la puesta a tierra son $y_1 = 0m$ y $y_2 = 0m$ respectivamente.

Tensión entre la línea y el descargador más la caída entre este y la conexión de la tierra o el equipo a proteger

$$U_y = (y_1 + y_2) \cdot L \cdot \frac{I_d}{10^{-6}} = 0kV$$

Tensión entre el equipo a proteger y el punto de la línea que conecta con el conductor del descargador

$$U_x = U_{res} + U_y + \frac{2 \cdot p \cdot x}{v} = 33,8kV$$

Margen de protección

$$MP = \left(\frac{LIWV}{U_x} - 1 \right) \cdot 100\% = 181,1\%$$

Margen de protección admisible

$$MP_{adm} = 20\%$$

Verificación:

$$MP > MP_{adm} \text{ VERIFICA}$$

3.5. Barras, conductores y cables

En este apartado se calculan los conductores de las barras principales de alta tensión y las barras que conectan los equipos de la playa, los conductores del hilo de guardia, las barras de media tensión y los cables de acometida hacia estas.

3.5.1. Cálculo de barras

Selección de barras

Para seleccionar las barras a utilizar y determinar sus características, se aplica la metodología, las recomendaciones y los catálogos de la norma IRAM 2359-1 (barras de cobre) y la IRAM 2359-2 (barras de aluminio).

– Desviaciones de las previsiones de las tablas

Una vez establecida la sección y cantidad de barras, se debe corregir los valores de corriente admisible dados por las tablas.

Para n desviaciones se obtiene la nueva corriente permanente en base al valor de la tabla, multiplicando este valor por el producto de los factores de cálculo K_i que correspondan:

$$I_{nuevo} = I_{tabla} \cdot \prod_{i=1}^n K_i$$

Donde:

K_1 : para modificaciones de la corriente permanente dependientes de la conductibilidad del material.

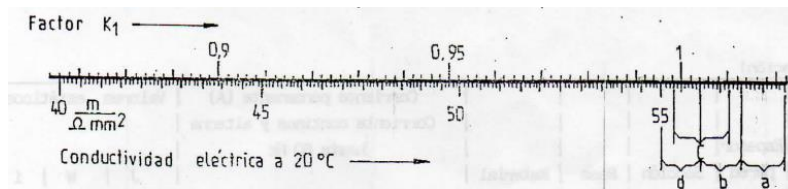
K_2 : para temperaturas diferentes a las indicadas en las tablas.

K_3 : para modificaciones de la corriente permanente por razones térmicas debidas a la disposición de las barras.

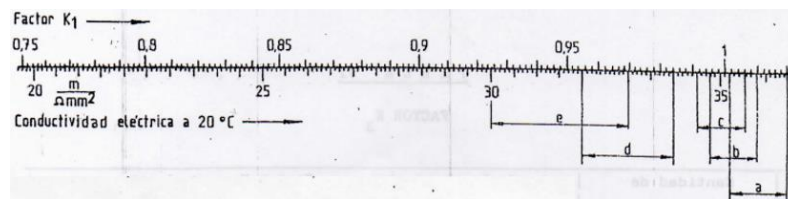
K_4 : para modificaciones de la corriente permanente por razones eléctricas, con corriente alterna, debidas a las disposición de las barras.

K_5 : para influencias del entorno (elevación, radiación solar).

El factor K_1 para barras de cobre y aluminio se muestra en la Figura 49 y la Figura 50 respectivamente.

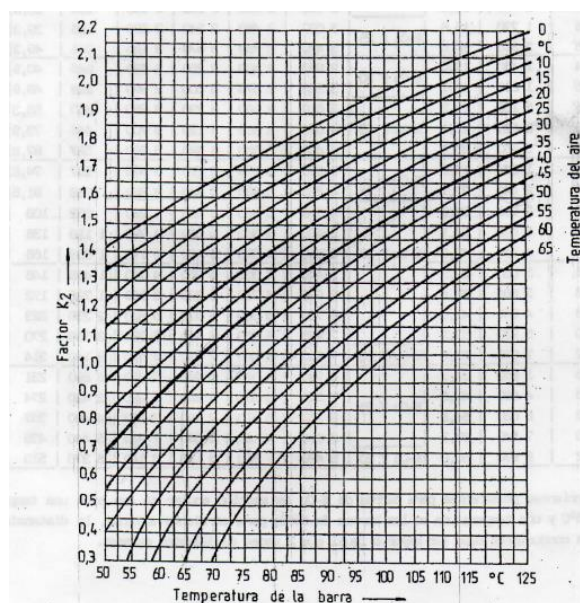
Figura 49*Factor K_1 para barras de cobre*

Nota: $a = E - C_U F 20$; $b = E - C_U F 25$; $c = E - C_U F 30$; $d = E - C_U F 37$. El factor K_1 para la modificación de la corriente permanente en materiales cuprosos con una conductividad que difiere de $56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

Figura 50*Factor K_1 para barras de aluminio*

Nota: $a = E - A_l F 6,5$ hasta $F 8$; $b = E - A_l F 10$; $c = E - A_l F 13$; $d = E - A_l M_g S_i 0,5 F 17$; $e = E - A_l M_g S_i 0,5 F 22$. El factor K_1 para la modificación de la corriente permanente en materiales aluminio con una conductividad que difiere de $35,1 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

El factor K_2 se obtiene de la Figura 51.

Figura 51*Curvas del factor K_2* 

Nota: El factor K_2 para la modificación de la corriente permanente con temperaturas del aire distintas de 35°C y/o otras temperaturas en las barras que la de 65°C.

El factor K_3 se determina de la Tabla 95.

Tabla 95*Valores del factor K_3*

Cantidad de barras	Ancho de las barras [mm]	Factor K_3 para las barras	
		Pintadas	Desnudas
2	50 a 200	0,85	0,8
3	50 a 80	0,85	0,8
	100 a 120	0,8	0,75
4	160	0,75	0,7
	200	0,7	0,65

Nota: El factor K_3 se da para la modificación de la corriente permanente en la disposición horizontal del ancho de las barras o para el tendido vertical de las barras en largos mayores que 2m.

El factor K_4 para la corrección de la corriente permanente por razones eléctricas, con corriente alterna, debidas a la disposición de las barras. Aplica en caso de barras con subconductores.

El factor K_5 se determina de la Tabla 96.

Tabla 96

Valores del factor K_5

Altura sobre el nivel del mar [m]	Factor K_5	
	Instalación interior	Instalación al aire libre
1000	1	0,98
2000	0,99	0,94
3000	0,96	0,89
4000	0,9	0,83

Nota: El factor K_5 se da para la modificación de la corriente permanente en alturas mayores que 1000m. Los valores para instalaciones al aire libre son menores si la latitud geográfica es mayor que 60° y/o en el caso especial de aire con gran contenido de polvo.

Una vez determinados los factores, se debe verificar:

$$I_{carga} \leq I_{nuevo}$$

Efectos de la corriente de cortocircuito

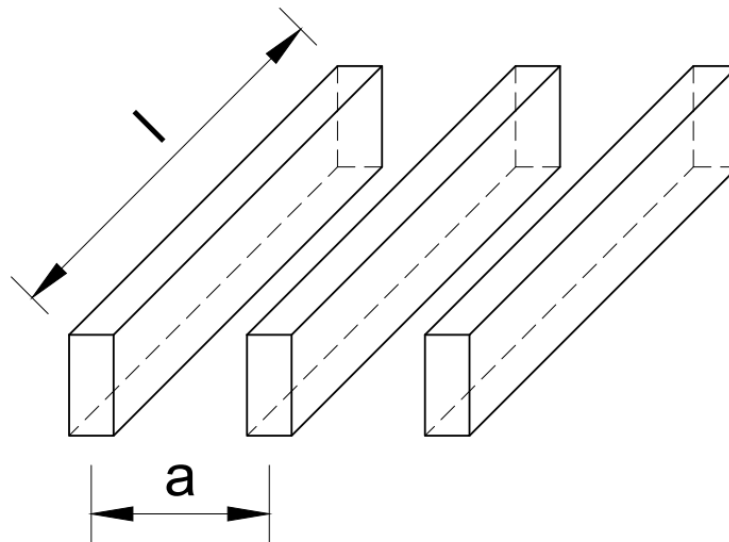
Para realizar la verificación de las barras a los esfuerzos dinámicos y térmicos y calcular los esfuerzos que deben resistir los soportes debidos al cortocircuito, se aplican la metodología y recomendaciones de la norma IRAM 2358.

- Valor de cresta de la fuerza entre los conductores principales durante un cortocircuito trifásico (F_{m3})

En un sistema trifásico en que los conductores están dispuestos a intervalos regulares sobre el mismo plano, como se ve en la Figura 52.

Figura 52

Disposición de barras



Nota: l es la distancia entre soportes y a es la distancia entre ejes.

La fuerza máxima se ejerce sobre el conductor central durante el cortocircuito trifásico y vale:

$$F_{m3} = 0,2 \cdot i_{p3}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 0,87 \text{ [N]}$$

Donde:

l : distancia entre los soportes [m].

a : distancia entre ejes de los conductores [m].

$i_{p3} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3}$: valor de cresta de la corriente de cortocircuito trifásico [kA].

– Frecuencia natural (f_o)

Para conductor tomado aisladamente se calcula como:

$$f_o = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m'}} \text{ [Hz]}$$

Donde:

γ : coeficiente que depende del tipo y del número de soportes. Se determina de tabla anterior.

J : momento de inercia [cm^4].

m' : masa de un conductor por unidad de longitud [$\frac{kg}{m}$].

E : módulo de elasticidad [$\frac{N}{mm^2}$].

– Esfuerzos en los conductores (σ_m)

La tensión de flexión en un conductor ubicado sobre un soporte es:

$$\sigma_m = V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{m3} \cdot l}{8 \cdot Z} \left[\frac{N}{mm^2} \right]$$

Donde:

Z : módulo resistente [cm^3].

V_σ y V_r : coeficientes que tienen en cuenta fenómenos dinámicos.

β : coeficiente que depende del tipo y del número de soportes.

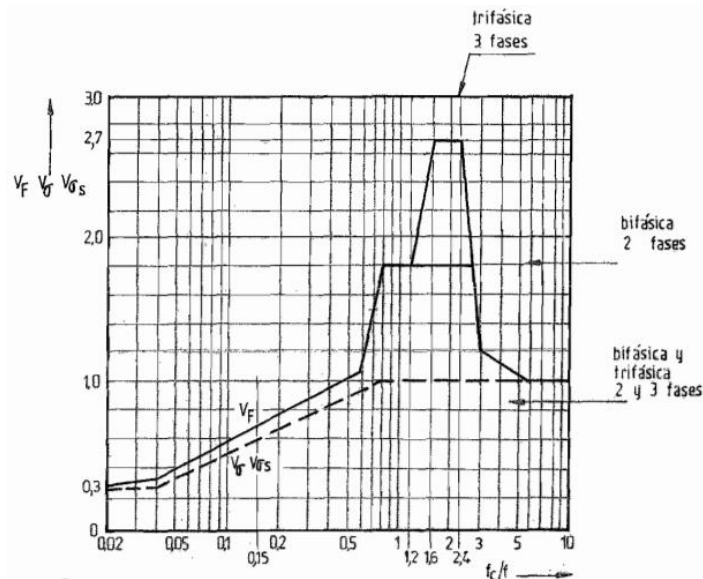
Estos coeficientes se determinan de la Tabla 97, la Figura 53 y la Figura 54.

Tabla 97

Coeficientes según el tipos de soporte

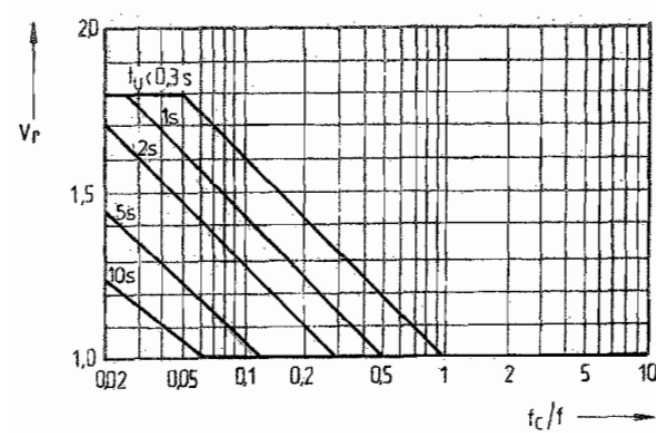
Tipo de soportes		Coeficiente α	Coeficiente β	Coeficiente γ
Vigas de un solo tramo	A y B soportes simples	A: 0,5 B: 0,5	1,0	0,157
	A soporte empotrado	A: 0,625	0,73	0,245
	B soporte simple	B: 0,375		
	A y B soportes empotrados	A: 0,5 B: 0,5	0,5	0,356
Vigas continuas con soportes simples equidistantes	Dos tramos (B soportes centrales)	A: 0,375 B: 1,25	0,73	0,245
	Tres y más tramos	A: 0,4	0,73	0,356
	(B soportes centrales)	B: 1,1		

Figura 53

Curvas de coeficientes V_F y V_σ 

Nota: Los coeficientes V_F y V_σ a emplear en el caso de cortocircuitos bifásicos y trifásicos.

Figura 54

Curvas de coeficiente V_r 

Nota: El coeficiente V_r a emplear en el caso de recierre trifásico.

– Tensión admisible en un conductor (σ_{adm})

Un conductor se presume que es capaz de soportar las fuerzas resultantes del cortocircuito cuando:




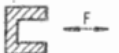

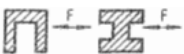

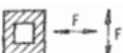
$$\sigma_m \leq q \cdot R_{p0,2} = \sigma_{adm} \left[\frac{N}{mm^2} \right]$$

Donde:

$R_{p0,2}$: tensión límite de fluencia mínima $\left[\frac{N}{mm^2} \right]$.

q : coeficiente que considera la forma de la sección transversal de la barra. Se obtiene de la Tabla 98.

Tabla 98*Valores del coeficiente q*

Sección del conductor	q
	2
	1,7
	$\left(\frac{s}{D} = 0,05\right) : 1,34$
	$(= 0,075) : 1,37$
	$(= 0,1) : 1,40$
	$(= 0,125) : 1,44$
	$(= 0,16) : 1,48$
	$(= 0,2) : 1,51$
	1,83
	1,5
	1,19
	1,13
	1,13

– Fuerzas ejercidas sobre soportes de conductores (F_d)

La fuerza dinámica se determina a partir de:

$$F_d = V_F \cdot V_r \cdot \alpha \cdot F_{m3} [N]$$

Donde:

V_F : coeficiente que tienen en cuenta fenómenos dinámicos.

α : coeficiente que depende del tipo y del número de soportes. Se determina de tabla anterior.

– Corriente térmica equivalente de cortocircuito (I_{th})

Se calcula a partir del valor eficaz de la corriente de cortocircuito, considerando los efectos térmicos de la componente continua y alterna de la misma.

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m + n} \text{ [kA]}$$

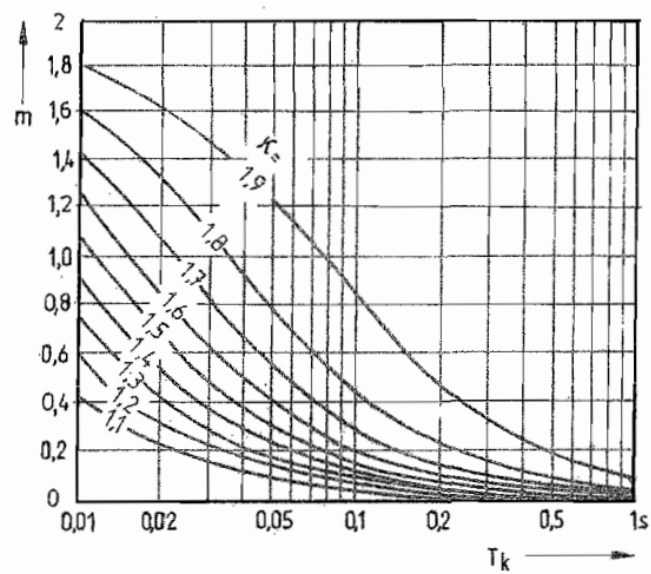
Donde:

I_k'' : máxima corriente de cortocircuito.

m : coeficiente de disipación de calor debido a la componente continua de la corriente. Se determina de la Figura 55.

Figura 55

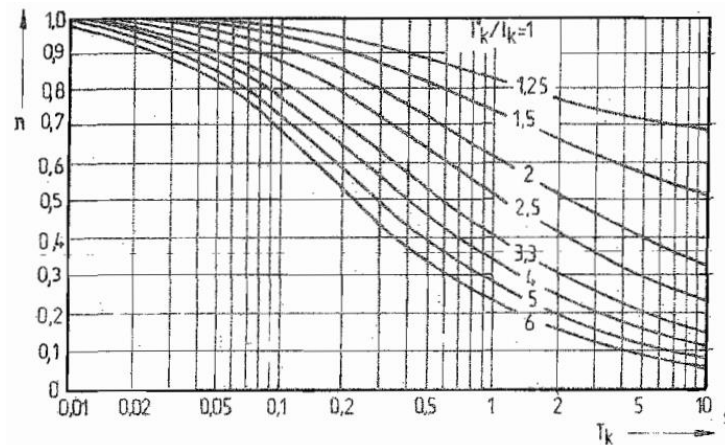
Curvas del coeficiente m



n : coeficiente de disipación de calor debido a la componente alterna de la corriente. Se determina de la Figura 56.

Figura 56

Curvas del coeficiente n



– Corriente de cortocircuito nominal de corta duración (I_{thr})

$$I_{thr} = S_{thr} \cdot A \text{ [kA]}$$

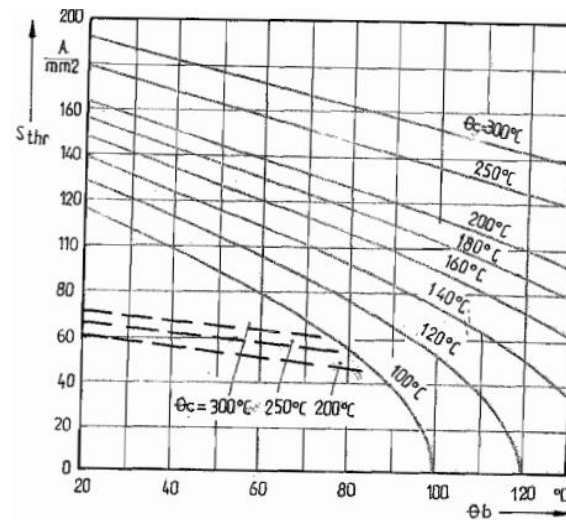
Donde:

A : área de la barra [mm^2].

S_{thr} : densidad de corriente nominal de corta duración $\left[\frac{A}{mm^2}\right]$. Se obtiene de Figura 57 y Figura 58, en función de la temperatura de la barra antes del cortocircuito (θ_b) y después del cortocircuito (θ_e).

Figura 57

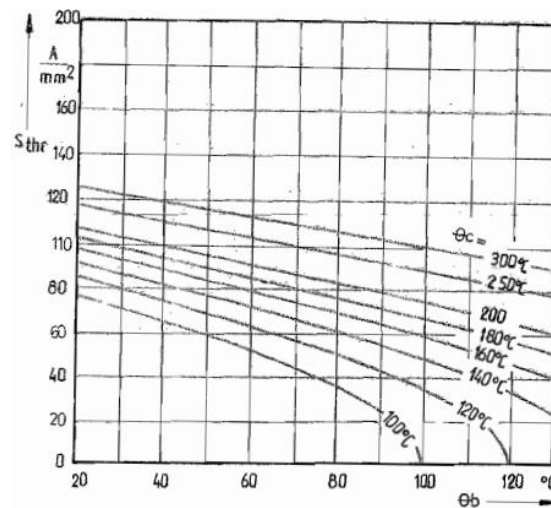
Curvas 1 de densidad de corriente de corta duración



Nota: La línea llena corresponde a barras de cobre y la línea de trazo a flejes de acero no aleado y cables de acero.

Figura 58

Curvas 2 de densidad de corriente de corta duración



Nota: La figura se aplica para barras de aluminio, aleación de aluminio, aluminio con alma de acero y ACSP.

El valor de θ_e se puede adoptar de la Tabla 99.

Tabla 99*Valores de temperatura recomendada para conductores en cortocircuito*

Tipos de conductor	Temperatura recomendada máxima de los conductores para el caso de cortocircuito [°C]
Conductores desnudos, rígidos o flexibles de aluminio o cobre, bajo carga mecánica	200
Aleación de aluminio	170
Acero, bajo carga mecánica	250
Acero, sin carga mecánica	300
Conductores rígidos y flexibles, aislados en papel o plástico	En estudio

- Verificación térmica

La barra considera se considera que posee una resistencia térmica suficiente si:

$$I_{th} < I_{thr} \text{ para } T_k < T_{kr}$$

$$I_{th} < I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ para } T_k \geq T_{kr}$$

Donde:

T_{kr} : tiempo de corta duración ($T_{kr} = 1s$).

T_k : tiempo del cortocircuito [s].

3.5.1.1. Barras de alta tensión

- Características eléctricas del sistema

Corriente de cortocircuito trifásica: $I''_{k3} = 6,326kA$

Frecuencia: $f = 50Hz$

Potencia: $S_n = 60MVA$

Tensión: $V_n = 132kV$

Corriente de carga: $I_{carga} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 0,262kA$

– Características mecánicas y eléctricas del conductor

Forma: Barra anular

Material: Aluminio E-Al-Mg-Si 0,5 F 22

Espesor de pared: $S = 6mm$

Diámetro: $D = 32mm$

Sección: $A = 490mm^2$

Módulo de elasticidad: $E = 70000 \frac{N}{mm^2}$

Límite inferior de fluencia: $R_{eL} = 160 \frac{N}{mm^2}$

Límite superior de fluencia: $R_{eH} = 240 \frac{N}{mm^2}$

Corriente admisible por tabla: $I_{tabla} = 835A$

Masa por unidad de longitud: $m' = 1,32 \frac{kg}{m}$

Momento de inercia: $J = 4,36cm^4$

Módulo resistente: $Z = 2,73cm^3$

– Disposición de las barras

Distancia entre ejes: $a = 1,75m$

Distancia entre soportes: $l = 7,25m$

Tipo de soporte: dos tramos

Coeficientes por tipo de soporte:

$$\alpha_A = 0,375$$

$$\alpha_B = 1,25$$

$$\beta = 0,73$$

$$\gamma = 0,245$$

- Corrección de corriente admisible del conductor

Coeficientes de corrección:

$$K_1 = 0,92$$

$$K_2 = 0,9$$

$$K_3 = 1$$

$$K_4 = 1$$

$$K_5 = 1$$

Corriente admisible

$$I_{nuevo} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot I_{tabla} = 691,4kA$$

Verificación:

$$I_{carga} < I_{nuevo} \text{ VERIFICA}$$

- Valor de cresta de la fuerza entre los conductores principales

Coeficiente para cortocircuito: $\kappa = 1,8$

$$\text{Corriente de cortocircuito trifásico: } i_{p3} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 16,1kA$$

Fuerza entre los conductores

$$F_{m3} = 0,2 \cdot i_{p3}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 0,87 = 186,93N$$

– Frecuencia natural

$$f_o = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m'}} = 2,241 \text{ Hz}$$

Relación de frecuencias: $\frac{f_o}{f} = 0,045$

Coefficientes:

$$V_\sigma = 0,35$$

$$V_r = 0,4$$

$$V_F = 1,65$$

– Tensión de flexión sobre el conductor principal

$$\sigma_m = V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{m3} \cdot l}{8 \cdot Z} = 26,16 \frac{N}{\text{mm}^2}$$

Tensión límite de fluencia: $R_{p0,2} = R_{eL} = 160 \frac{N}{\text{mm}^2}$

Se adopta límite de fluencia mínimo.

Relación de dimensiones: $\frac{S}{D} = 0,188$

Coefficiente de forma: $q = 1,51$

Tensión admisible del conductor

$$\sigma_{adm} = q \cdot R_{p0,2} = 241,6 \frac{N}{\text{mm}^2}$$

Verificación:

$$\sigma_m < q \cdot R_{p0,2} \text{ VERIFICA}$$

– Fuerza ejercida sobre soportes de conductores

Soporte A

$$F_{dA} = V_F \cdot V_r \cdot \alpha_A \cdot F_{m3} = 122,7 \text{ N}$$

Soporte B

$$F_{dB} = V_F \cdot V_r \cdot \alpha_B \cdot F_{m3} = 408,9N$$

- Corriente térmica equivalente de cortocircuito

$$\text{Corriente de cortocircuito máxima en 132kV: } I''_k = I''_{k1} = 6,889kA$$

$$\text{Coeficiente de componente continua: } m = 0,1$$

$$\text{Coeficiente de componente alterna: } n = 1$$

Corriente térmica equivalente

$$I_{th} = I''_k \cdot \sqrt{m + n} = 7,23kA$$

- Corriente de cortocircuito nominal de corta duración

$$\text{Temperatura antes del cortocircuito: } \theta_b = 65^\circ C$$

$$\text{Temperatura despues del cortocircuito: } \theta_e = 170^\circ C$$

$$\text{Densidad de corriente de corta duración: } S_{thr} = 75 \frac{A}{mm^2}$$

Corriente de cortocircuito de corta duración

$$I_{thr} = S_{thr} \cdot A = 36,8kA$$

Verificación:

$$\text{Tiempo de cortocircuito: } T_k = 1s$$

$$I_{th} < I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ VERIFICA}$$

3.5.1.2. Barras de 33kV

- Características eléctricas del sistema

$$\text{Corriente de cortocircuito trifásica: } I''_{k3} = 7,097kA$$

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

Potencia: $S_n = 60MVA$

Tensión: $V_n = 33kV$

Corriente de carga: $I_{carga} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 1,05kA$

- Características mecánicas y eléctricas del conductor

Forma: Barra rectangular

Material: Cobre E-Cu F 30.

Espesor: $S = 10mm$

Altura: $D = 80mm$

Sección: $A = 800mm^2$

Módulo de elasticidad: $E = 110000 \frac{N}{mm^2}$

Límite inferior de fluencia: $R_{eL} = 250 \frac{N}{mm^2}$

Límite superior de fluencia: $R_{eH} = 360 \frac{N}{mm^2}$

Corriente admisible por tabla: $I_{tabla} = 1240A$

Masa por unidad de longitud: $m' = 7,11 \frac{kg}{m}$

Momento de inercia: $J = 42,7cm^4$

Módulo resistente: $Z = 10,7cm^3$

- Disposición de las barras

Distancia entre ejes: $a = 0,38m$

Distancia entre soportes: $l = 0,8m$

Tipo de soporte: simple

Coeficientes por tipo de soporte:

$$\alpha_A = 0,5$$

$$\alpha_B = 0,5$$

$$\beta = 1$$

$$\gamma = 0,157$$

- Corrección de corriente admisible del conductor

Coeficientes de corrección:

$$K_1 = 1,02$$

$$K_2 = 1$$

$$K_3 = 1$$

$$K_4 = 1$$

$$K_5 = 1$$

Corriente admisible

$$I_{nuevo} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot I_{tabla} = 1264,8kA$$

Verificación:

$$I_{carga} < I_{nuevo} \text{ VERIFICA}$$

- Valor de cresta de la fuerza entre los conductores principales

Coeficiente para cortocircuito: $\kappa = 1,8$

$$\text{Corriente de cortocircuito trifásico: } i_{p3} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 18,07kA$$

Fuerza entre los conductores

$$F_{m3} = 0,2 \cdot i_{p3}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 0,87 = 119,56N$$

– Frecuencia natural

$$f_o = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m'}} = 199,4 \text{ Hz}$$

Relación de frecuencias: $\frac{f_o}{f} = 3,988$

Coefficientes:

$$V_\sigma = 1$$

$$V_r = 1$$

$$V_F = 1,1$$

– Tensión de flexión sobre el conductor principal

$$\sigma_m = V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{m3} \cdot l}{8 \cdot Z} = 1,117 \frac{N}{\text{mm}^2}$$

Tensión límite de fluencia: $R_{p0,2} = R_{eL} = 250 \frac{N}{\text{mm}^2}$

Se adopta límite de fluencia mínimo.

Coefficiente de forma: $q = 1,5$

Tensión admisible del conductor

$$\sigma_{adm} = q \cdot R_{p0,2} = 375 \frac{N}{\text{mm}^2}$$

Verificación:

$$\sigma_m < q \cdot R_{p0,2} \text{ VERIFICA}$$

– Fuerza ejercida sobre soportes de conductores

Soporte A

$$F_{dA} = V_F \cdot V_r \cdot \alpha_A \cdot F_{m3} = 22,7 \text{ N}$$

Soporte B

$$F_{dB} = V_F \cdot V_r \cdot \alpha_B \cdot F_{m3} = 22,7N$$

- Corriente térmica equivalente de cortocircuito

$$\text{Corriente de cortocircuito máxima en 33kV: } I''_k = I''_{k1} = 9,4kA$$

$$\text{Coeficiente de componente continua: } m = 0,1$$

$$\text{Coeficiente de componente alterna: } n = 1$$

Corriente térmica equivalente

$$I_{th} = I''_k \cdot \sqrt{m + n} = 9,86kA$$

- Corriente de cortocircuito nominal de corta duración

$$\text{Temperatura antes del cortocircuito: } \theta_b = 65^\circ C$$

$$\text{Temperatura despues del cortocircuito: } \theta_e = 200^\circ C$$

$$\text{Densidad de corriente de corta duración: } S_{thr} = 130 \frac{A}{mm^2}$$

Corriente de cortocircuito de corta duración

$$I_{thr} = S_{thr} \cdot A = 104kA$$

Verificación:

$$\text{Tiempo de cortocircuito: } T_k = 1s$$

$$I_{th} < I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ VERIFICA}$$

3.5.1.3. Barras de 13,2kV

- Características eléctricas del sistema

$$\text{Corriente de cortocircuito trifásica: } I''_{k3} = 12,75kA$$

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

Potencia: $S_n = 20MVA$

Tensión: $V_n = 13,2kV$

Corriente de carga: $I_{carga} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 0,875kA$

– Características mecánicas y eléctricas del conductor

Forma: Barra rectangular

Material: Cobre E-Cu F 30.

Espesor: $S = 10mm$

Diámetro: $D = 60mm$

Sección: $A = 600mm^2$

Módulo de elasticidad: $E = 110000 \frac{N}{mm^2}$

Límite inferior de fluencia: $R_{eL} = 250 \frac{N}{mm^2}$

Límite superior de fluencia: $R_{eH} = 360 \frac{N}{mm^2}$

Corriente admisible por tabla: $I_{tabla} = 995A$

Masa por unidad de longitud: $m' = 5,33 \frac{kg}{m}$

Momento de inercia: $J = 18cm^4$

Módulo resistente: $Z = 6cm^3$

– Disposición de las barras

Distancia entre ejes: $a = 0,187m$

Distancia entre soportes: $l = 0,5m$

Tipo de soporte: simple

Coeficientes por tipo de soporte:

$$\alpha_A = 0,5$$

$$\alpha_B = 0,5$$

$$\beta = 1$$

$$\gamma = 0,157$$

- Corrección de corriente admisible del conductor

Coeficientes de corrección:

$$K_1 = 1,02$$

$$K_2 = 1$$

$$K_3 = 1$$

$$K_4 = 1$$

$$K_5 = 1$$

Corriente admisible

$$I_{nuevo} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot I_{tabla} = 1014,9kA$$

Verificación:

$$I_{carga} < I_{nuevo} \text{ VERIFICA}$$

- Valor de cresta de la fuerza entre los conductores principales

Coeficiente para cortocircuito: $\kappa = 1,8$

$$\text{Corriente de cortocircuito trifásico: } i_{p3} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 32,46kA$$

Fuerza entre los conductores

$$F_{m3} = 0,2 \cdot i_{p3}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 0,87 = 490,1N$$

- Frecuencia natural

$$f_o = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m'}} = 382,76 \text{ Hz}$$

Relación de frecuencias: $\frac{f_o}{f} = 7,655$

Coefficientes:

$$V_\sigma = 1$$

$$V_r = 1$$

$$V_F = 1$$

- Tensión de flexión sobre el conductor principal

$$\sigma_m = V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{m3} \cdot l}{8 \cdot Z} = 5,11 \frac{N}{\text{mm}^2}$$

Tensión límite de fluencia: $R_{p0,2} = R_{eL} = 250 \frac{N}{\text{mm}^2}$

Se adopta límite de fluencia mínimo.

Coefficiente de forma: $q = 1,5$

Tensión admisible del conductor

$$\sigma_{adm} = q \cdot R_{p0,2} = 375 \frac{N}{\text{mm}^2}$$

Verificación:

$$\sigma_m < q \cdot R_{p0,2} \text{ VERIFICA}$$

- Fuerza ejercida sobre soportes de conductores

Soporte A

$$F_{dA} = V_F \cdot V_r \cdot \alpha_A \cdot F_{m3} = 45,8 \text{ N}$$

Soporte B

$$F_{dB} = V_F \cdot V_r \cdot \alpha_B \cdot F_{m3} = 45,8N$$

- Corriente térmica equivalente de cortocircuito

$$\text{Corriente de cortocircuito máxima en 13,2kV: } I''_k = I''_{k3} = 12,75kA$$

$$\text{Coeficiente de componente continua: } m = 0,1$$

$$\text{Coeficiente de componente alterna: } n = 1$$

Corriente térmica equivalente

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} = 13,37kA$$

- Corriente de cortocircuito nominal de corta duración

$$\text{Temperatura antes del cortocircuito: } \theta_b = 65^\circ C$$

$$\text{Temperatura despues del cortocircuito: } \theta_e = 200^\circ C$$

$$\text{Densidad de corriente de corta duración: } S_{thr} = 130 \frac{A}{mm^2}$$

Corriente de cortocircuito de corta duración

$$I_{thr} = S_{thr} \cdot A = 78kA$$

Verificación:

$$\text{Tiempo de cortocircuito: } T_k = 1s$$

$$I_{th} < I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ VERIFICA}$$

3.5.2. Cálculo de conductores

Los conductores de fase e hilo de guardia para la línea se calculan con dos criterios:

- Corriente admisible.
- Cortocircuito.

Verificación de corriente admisible

Se considera que el conductor es capaz de soportar la corriente nominal que circula por el cuando:

$$I_n < I_{adm}$$

Donde:

I_{adm} : corriente admisible del conductor [A]. Dato de catálogo.

Verificación térmica a cortocircuito

Aplicando el mismo criterio y forma de cálculo que para barras, el conductor desnudo se considera que posee una resistencia térmica suficiente si:

$$I_{th} < I_{thr} \text{ para } T_k < T_{kr}$$

$$I_{th} < I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ para } T_k \geq T_{kr}$$

Donde:

T_{kr} : tiempo de corta duración ($T_{kr} = 1s$).

T_k : tiempo del cortocircuito [s].

3.5.2.1. Conductores de fases de alta tensión

- Características eléctricas de los conductores de fases

Material: Aluminio con alma de acero

Tipo: Conductor unipolar

Sección: $A = 353,5mm^2$

Resistencia: $R = 0,096 \frac{\Omega}{km}$

Reactancia: $X = 0,382 \frac{\Omega}{km}$

Tensión: $V = 132kV$

- Verificación de corriente admisible

Potencia: $S_{ET} = 60MVA$

Corriente: $I_n = \frac{S_{ET}}{\sqrt{3} \cdot V} = 262,4A$

Corriente admisible: $I_{adm} = 650A$

Verificación:

$I_n < I_{adm}$ **VERIFICA**

- Verificación térmica a cortocircuito

Corriente de cortocircuito máxima en 132kV: $I''_{k1} = 6,889kA$

Coeficiente de componente continua: $m = 0,1$

Coeficiente de componente alterna: $n = 1$

Corriente térmica equivalente

$I_{th} = I''_{k1} \cdot \sqrt{m + n} = 7,23kA$

- Corriente de cortocircuito nominal de corta duración

Temperatura antes del cortocircuito: $\theta_b = 65^\circ C$

Temperatura después del cortocircuito: $\theta_e = 170^\circ C$

Densidad de corriente de corta duración: $S_{thr} = 75 \frac{A}{mm^2}$

Corriente de cortocircuito de corta duración

$I_{thr} = S_{thr} \cdot A = 26,51kA$

Verificación:

Tiempo de cortocircuito: $T_k = 1s$

$I_{th} < I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$ **VERIFICA**

3.5.2.2. Conductores del hilo de guardia

- Características eléctricas del conductor del hilo de guardia

Material: Acero

Tipo: Conductor unipolar

Sección: $A = 65,74\text{mm}^2$

Tensión: $V = 132\text{kV}$

- Verificación de corriente admisible

Corriente: $I_n = 0\text{A}$

Verificación:

$I_n < I_{adm}$ **VERIFICA**

- Verificación térmica a cortocircuito

Corriente de descarga $I_d = 10\text{kA}$

Coefficiente de componente continua: $m = 0,1$

Coefficiente de componente alterna: $n = 1$

Corriente térmica equivalente

$$I_{th} = I''_{k1} \cdot \sqrt{m + n} = 10,49\text{kA}$$

- Corriente de cortocircuito nominal de corta duración

Temperatura antes del cortocircuito: $\theta_b = 25^\circ\text{C}$

Temperatura despues del cortocircuito: $\theta_e = 250^\circ\text{C}$

Densidad de corriente de corta duración: $S_{thr} = 175 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$

Corriente de cortocircuito de corta duración

$$I_{thr} = S_{thr} \cdot A = 11,5\text{kA}$$

Verificación:

Tiempo de cortocircuito: $T_k = 1s$

$$I_{th} < I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ VERIFICA}$$

3.5.3. Cálculo de cables

Los cables usados para acometida se calculan con tres criterios:

- Caída de tensión.
- Corriente admisible.
- Cortocircuito.

Verificación por caída de tensión

La caída de tensión producida en el tramo de conductor es:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot L \cdot I_n \text{ [V]}$$

Donde:

R : resistencia del conductor $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$. Dato de catálogo.

X : reactancia del conductor $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$. Dato de catálogo.

L : longitud del tramo del conductor $[km]$.

I_n : corriente nominal del trazo en el valor de tensión correspondiente $[A]$.

φ : ángulo entre tensión y corriente.

El valor de caída en porcentaje es:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_n} \text{ [%]}$$

Se debe verificar que:

$$\Delta V_{\%} < \Delta V_{adm}$$

Donde:

ΔV_{adm} : caída de tensión admisible [%]. Para este cálculo se considera $\Delta V_{adm} = 0,1\%$.

Verificación de corriente admisible

Se considera que el conductor debe ser capaz de soportar la corriente nominal que circula por el cuando:

$$I_n < I_{adm}$$

Donde:

I_{adm} : corriente admisible del conductor [A]. Dato de catálogo.

Verificación de corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito que es capaz de soportar el conductor se calcula como:

$$I_{CCadm} = \frac{k \cdot A}{\sqrt{t}} \text{ [kA]}$$

Donde:

A : sección del conductor [mm^2].

t : tiempo de despeje de la falla [s].

k : factor que depende del tipo de aislación y material conductor del cable. Se obtiene de la Tabla 100.

Tabla 100

Valores del factor k

Conductor	Aislamiento	k
Cobre	PVC	115
	XLPE	143
Aluminio	PVC	76
	XLPE	94

Se debe verificar que:

$$I_s < I_{CCadm}$$

Donde:

I_s : valor de cresta de la corriente de cortocircuito [kA].

3.5.3.1. Cables de 33kV

- Características eléctricas del conductor

Material: Cobre

Aislación: XLPE

Tipo: Conductor unipolar

Cantidad de conductores: 2 conductores en paralelo

Sección: $A = 95mm^2$

Resistencia: $R = 0,246 \frac{\Omega}{km}$

Reactancia: $X = 0,21 \frac{\Omega}{km}$

Longitud: $L = 50m$

Tensión: $V = 33kV$

- Verificación por caída de tensión

Potencia: $S_{trafo} = 30MVA$

Corriente: $I_n = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot V} = 524,9A$

Ángulo de fase: $\varphi = 23,1^\circ$

Caída de tensión

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot L \cdot I_n = 14,03V$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V \cdot 100}{2 \cdot V} = 0,043\%$$

Caída de tensión admisible: $\Delta V_{adm} = 0,1\%$

Verificación:

$$\Delta V_{\%} < \Delta V_{adm} \text{ VERIFICA}$$

- Verificación de corriente admisible

$$I_{adm} = 2.330A = 660A$$

Verificación:

$$I_n < I_{adm} \text{ VERIFICA}$$

- Verificación de corriente de cortocircuito

Corriente de cortocircuito máxima: $I''_{k1} = 9,4kA$

Coefficiente para cortocircuito: $\kappa = 1,8$

Valor de cresta de la corriente de cortocircuito: $I_s = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k1} = 23,93kA$

Factor de aislación: $k = 143$

Tiempo de despeje de falla: $t = 0,1s$

Corriente de cortocircuito admisible: $I_{CCadm} = \frac{2 \cdot k \cdot A}{\sqrt{t}} = 85,9kA$

Verificación:

$$I_s < I_{CCadm} \text{ VERIFICA}$$

3.5.3.2. Cables de 13,2kV

- Características eléctricas del conductor

Material: Cobre

Aislación: XLPE

Tipo: Conductor unipolar

Cantidad de conductores: 2 conductores en paralelo

Sección: $A = 70\text{mm}^2$

Resistencia: $R = 0,341 \frac{\Omega}{\text{km}}$

Reactancia: $X = 0,216 \frac{\Omega}{\text{km}}$

Longitud: $L = 50\text{m}$

Tensión: $V = 13,2\text{kV}$

– Verificación por caída de tensión

Potencia: $S_{\text{trafo}} = 10\text{MVA}$

Corriente: $I_n = \frac{S_{\text{trafo}}}{\sqrt{3} \cdot V} = 437,4\text{A}$

Ángulo de fase: $\varphi = 23,1^\circ$

Caída de tensión

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot L \cdot I_n = 15,1\text{V}$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V \cdot 100}{2 \cdot V} = 0,057\%$$

Caída de tensión admisible: $\Delta V_{\text{adm}} = 0,1\%$

Verificación:

$$\Delta V_{\%} < \Delta V_{\text{adm}} \text{ VERIFICA}$$

– Verificación de corriente admisible

$$I_{\text{adm}} = 2.280\text{A} = 560\text{A}$$

Verificación:

$$I_n < I_{\text{adm}} \text{ VERIFICA}$$

- Verificación de corriente de cortocircuito

Corriente de cortocircuito máxima: $I''_{k3} = 12,75kA$

Coefficiente para cortocircuito: $\kappa = 1,8$

Valor de cresta de la corriente de cortocircuito: $I_s = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 32,46kA$

Factor de aislación: $k = 143$

Tiempo de despeje de falla: $t = 0,1s$

Corriente de cortocircuito admisible: $I_{CCadm} = \frac{z.k.A}{\sqrt{t}} = 63,3kA$

Verificación:

$I_s < I_{CCadm}$ **VERIFICA**

3.6. Aisladores

Se calcula la longitud de línea de fuga específica total en los tres niveles de tensión, valor que deben superar las partes aislantes de los equipamientos y de los aisladores propiamente dichos. Además se calculan los diferentes tipos aisladores utilizados en la estación.

Verificación eléctrica

- Nivel de 132kV

Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal: $V_{fi} = 275kV$

Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal: $LIWV = 650kV$

Longitud mínima de línea de fuga específica total

Longitud mínima de línea de fuga específica: $l_e = 16 \frac{mm}{kV}$

Tensión máxima: $U_m = 145kV$

$l_t = l_e \cdot U_m = 2320mm$

Cadena de aisladores

Para los aisladores de alta tensión, se utilizan cadenas de aisladores. En la Tabla 101 se dan las características de un aislador individual de los que forman la cadena.

Tabla 101

Características de un aislador individual utilizado para formar las cadenas

Características	Equipamiento
Fabricante	FAPA
Tipo	Aislador para cadenas
Modelo	U120B
Aislación	Porcelana
LIWV	110kV
Tensión soportada a frecuencia industrial	40kV
Línea de fuga	295mm
Carga mecánica	120kN
Diámetro	255mm
Largo	146mm
Peso	5,3kg

Número de elementos de la cadena

Línea de fuga del aislador: $l_{ais} = 295mm$

$$n_e = \frac{l_t}{l_{ais}} = 7,86$$

Adopto:

$$n_e = 8$$

Longitud de la cadena

Largo del aislador: $L_{ais} = 146mm$

$$L_{cad} = n_e \cdot L_{ais} = 1168mm$$

Peso de la cadena

$$\text{Peso del aislador: } P_{ais} = 5,3kg$$

$$P_{cad} = n_e \cdot P_{ais} = 42,4kg$$

Distancia mínima de descarga en aire

$$\text{Diámetro del aislador: } \phi_{ais} = 255mm$$

$$D_{des} = L_{cad} + \phi_{ais} = 1423mm$$

Aislador soporte

La exigencia sobre los aisladores es resistir las sollicitaciones electrodinámicas, en régimen de cortocircuito, que le producirán esfuerzos de flexión.

$$\text{Línea de fuga del aislador: } L_{ais} = 2320mm$$

Verificación:

$$L_{ais} > L_t \text{ VERIFICA}$$

- Nivel de 33kV

$$\text{Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal: } V_{fi} = 70kV$$

$$\text{Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal: } LIWV = 170kV$$

Longitud mínima de línea de fuga específica total

$$\text{Longitud mínima de línea de fuga específica: } l_e = 16 \frac{mm}{kV}$$

$$\text{Tensión máxima: } U_m = 36kV$$

$$l_t = l_e \cdot U_m = 576mm$$

Aislador soporte

En este nivel de tensión se utilizan aisladores para sostener los conductores. La exigencia sobre estos es resistir las sollicitaciones electrodinámicas, en régimen de cortocircuito, que le producirán esfuerzos de flexión.

Línea de fuga del aislador: $L_{ais} = 737mm$

Verificación:

$L_{ais} > L_t$ **VERIFICA**

– Nivel de 13,2kV

Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal: $V_{fi} = 38kV$

Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal: $LIWV = 95kV$

Longitud mínima de línea de fuga específica total

Longitud mínima de línea de fuga específica: $l_e = 16 \frac{mm}{kV}$

Tensión máxima: $U_m = 14,5kV$

$l_t = l_e \cdot U_m = 232mm$

Aislador soporte

En este nivel de tensión se utilizan aisladores para sostener los conductores. La exigencia sobre estos es resistir las sollicitaciones electrodinámicas, en régimen de cortocircuito, que le producirán esfuerzos de flexión.

Línea de fuga del aislador: $L_{ais} = 356mm$

Verificación:

$L_{ais} > L_t$ **VERIFICA**

Verificación mecánica

A continuación, se presentan los criterios de diseño adoptados para la verificación mecánica de los aisladores.

Cadenas de aisladores

La norma AEA 95301 da como requisito que, la cadena de aisladores en las hipótesis en las cuales se verifica la tensión mecánica máxima de los conductores, y con los mismos íntegros en todos los vanos, debe trabajar con un tiro de tracción no superior al 40% de su carga crítica. Es decir que se debe verificar un coeficiente de seguridad mayor a 2,5.

Aisladores soportes

Se toma como criterio de diseño para los aisladores soportes que, ante los esfuerzos electrodinámicos en cortocircuito, estos no deben superar el 50% de su carga crítica. Es decir que se debe verificar un coeficiente de seguridad mayor a 2.

- Nivel de 132kV

Cadenas de aisladores

Tiros máximos en los vanos que utilizan aisladores

Vano 1

Estado de mínima temperatura: $T = 2863,2daN$

Vano 2

Estado de mínima temperatura: $T = 2897,6daN$

Vano 3

Estado de mínima temperatura: $T = 2792,7daN$

Se adopta el mayor tiro:

$$T_{max} = 2897,6daN$$

Coefficiente de seguridad del aislador

Carga de rotura del aislador: $\sigma_{rais} = 12000daN$

$$Coef_{ais} = \frac{\sigma_{rais}}{T_{max}} = 4,14$$

Verificación:

$$Coef_{ais} > 2,5 \text{ VERIFICA}$$

Aisladores soporte

Fuerza ejercida sobre los aisladores soportes de 132kV: $F = 408,9N$

Coefficiente de seguridad del aislador

Carga de rotura del aislador: $\sigma_{rais} = 600daN$

$$F_{max} = Coef_{seg} \cdot F = 81,8daN$$

$$Coef_{ais} = \frac{\sigma_{rais}}{F} = 14,6$$

Verificación:

$$Coef_{ais} > 2 \text{ VERIFICA}$$

El resumen de los resultados y el aislador seleccionado se ven en Tabla 102.

Tabla 102*Características de los aisladores soporte de 132kV*

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	Poinsa	
Tipo	Apoyo	
Modelo	C6-650	
Aislación	Aislador polimérico	
Tensión nominal	132kV	132kV
Tensión máxima	145kV	145kV
Línea de fuga mínima	2320mm	2320mm
Carga mecánica	600daN	81,8daN
Nivel soportado a la frecuencia industrial	275kV	275kV
LIWV	650kV	650kV

– Nivel de 33kV

Fuerza ejercida sobre los aisladores soportes de 33kV: $F = 22,7N$

Coefficiente de seguridad del aislador

Carga de rotura del aislador: $\sigma_{rais} = 1270daN$

$$F_{max} = Coef_{seg} \cdot F = 4,5daN$$

$$Coef_{ais} = \frac{\sigma_{rais}}{F} = 560$$

Verificación:

$$Coef_{ais} > 2 \text{ VERIFICA}$$

El resumen de los resultados y el aislador seleccionado se ven en Tabla 103.

Tabla 103*Características de los aisladores soporte de 33kV*

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	FAPA	
Tipo	Apoyo	
Modelo	ALP 57-3	
Aislación	Aislador polimérico	
Tensión nominal	33kV	33kV
Tensión máxima		36kV
Línea de fuga mínima	737mm	576mm
Carga mecánica	1270daN	4,5daN
Nivel soportado a la frecuencia industrial	100kV	70kV
LIWV	210kV	170kV

– Nivel de 13,2kV

Fuerza ejercida sobre los aisladores soportes de 13,2kV: $F = 45,8N$

Coefficiente de seguridad del aislador

Carga de rotura del aislador: $\sigma_{rais} = 1270daN$

$$F_{max} = Coef_{seg} \cdot F = 9,2daN$$

$$Coef_{ais} = \frac{\sigma_{rais}}{F} = 282$$

Verificación:

$$Coef_{ais} > 2 \text{ VERIFICA}$$

El resumen de los resultados y el aislador seleccionado se ven en Tabla 104.

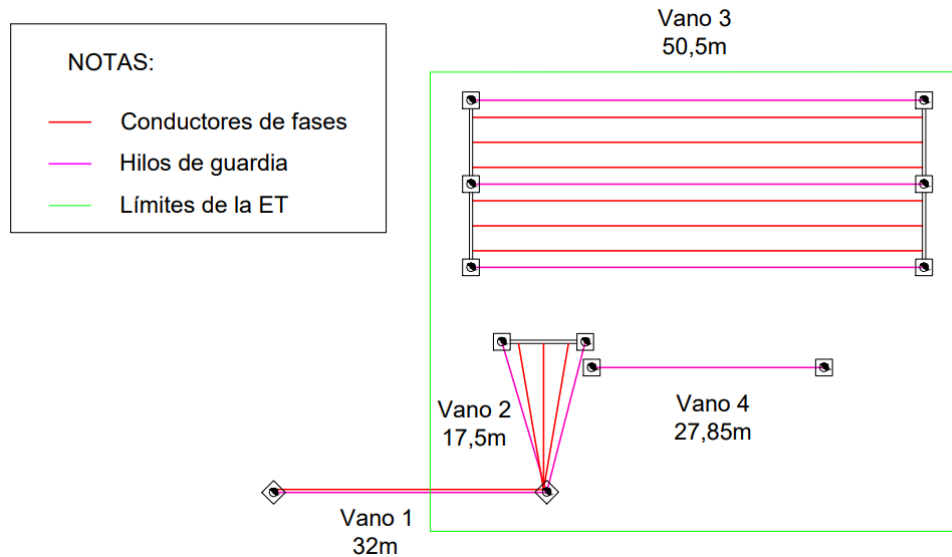
Tabla 104*Características de los aisladores soporte de 13,2kV*

Características	Equipamiento	Resultados del cálculo
Fabricante	FAPA	
Tipo	Apoyo	
Modelo	ALP 57-1	
Aislación	Aislador polimérico	
Tensión nominal	13,2kV	13,2kV
Tensión máxima		14,5kV
Línea de fuga mínima	356mm	232mm
Carga mecánica	1270daN	9,2daN
Nivel soportado a la frecuencia industrial	60kV	38kV
LIWV	130kV	95kV

4. Cálculo de estructuras

El cálculo de conductores, estructuras y fundaciones se realiza según los procedimientos y recomendaciones de la norma AEA 95301.

Se pretende calcular las estructuras referidas al final de la línea y el sosten de las barras de 132kV de la ET y al SPCR. En la Figura 59, se muestra un esquema de las estructuras, su disposición y la cantidad y tipo de conductores que sostiene.

Figura 59*Disposición de las estructuras de la ET*

4.1. Cálculo mecánico de conductores

Características de conductores

Los conductores que someten a esfuerzos mecánicos a las estructuras son de dos tipos, conductores de fases, cuya función es transmitir energía y los hilos de guardia que forman el SPCR. Se muestran las características necesarias de los mismos para realizar los cálculos.

- Conductores de fases

Material: Aluminio con alma de acero

Sección: $300/50\text{mm}^2$

Norma: IRAM 2187

Formación: 26/7

Sección real: $S_r = 353,5\text{mm}^2$

Diámetro: $\varnothing = 24,5\text{mm}$

Peso: $G = 1227 \frac{\text{daN}}{\text{km}}$

Módulo de elasticidad: $E_c = 7700 \frac{daN}{mm^2}$

Carga de rotura: $T_r = 10500 daN$

Coef. De dilatación térmica: $\alpha_c = 0,0000189 \frac{1}{^\circ C}$

- Conductores de hilos de guardia

Material: Acero

Sección: $70 mm^2$

Norma: IRAM 722

Formación: 1/19

Sección real: $S_{rhg} = 65,74 mm^2$

Diámetro: $\varnothing_{hg} = 10,5 mm$

Peso: $G_{hg} = 527 \frac{daN}{km}$

Módulo de elasticidad: $E_{chg} = 20000 \frac{daN}{mm^2}$

Carga de rotura: $T_{rhg} = 5259,2 daN$

Coef. De dilatación térmica: $\alpha_{chg} = 0,000011 \frac{1}{^\circ C}$

Tensiones mecánicas admisibles

La norma establece que las tensiones mecánicas de los conductores, tensores portantes y de los cables de guardia no debe superar los siguientes límites:

- Con temperatura media anual sin carga adicional: el 25% de la carga de rotura en condiciones de cableado asentado.
- En el estado climático para el cual se verifica la tensión mecánica máxima (carga última): el 70% de la carga de rotura.

Para mantener un margen con estos límites se adopta para:

- Conductores de fases

En el estado de temperatura media anual: el 15% de la carga de rotura.

En el resto de estados: el 50% de la carga de rotura.

Siendo:

Tensión máxima

$$\sigma_r = \frac{T_r}{S_r} = 29,7 \frac{daN}{mm^2}$$

Tensiones admisibles

- ❖ Para los estados 1 al 4:

$$\sigma_{1;4adm} = 0,5 \cdot \sigma_r = 14,9 \frac{daN}{mm^2}$$

- ❖ Para el estado 5:

$$\sigma_{5adm} = 0,15 \cdot \sigma_r = 4,5 \frac{daN}{mm^2}$$

- Conductores de hilos de guardia

En el estado de temperatura media anual: el 8% de la carga de rotura.

En el resto de estados: el 40% de la carga de rotura.

Siendo:

Tensión máxima

$$\sigma_{rhg} = \frac{T_{rhg}}{S_{rhg}} = 80 \frac{daN}{mm^2}$$

Tensiones admisibles

❖ Para los estados 1 al 4:

$$\sigma_{1;4hgadm} = 0,4 \cdot \sigma_{rhg} = 32 \frac{daN}{mm^2}$$

❖ Para el estado 5:

$$\sigma_{5hgadm} = 0,08 \cdot \sigma_{rhg} = 6,4 \frac{daN}{mm^2}$$

Estados atmosféricos

La norma establece zonas con condiciones atmosféricas para utilizar en los cálculos de los estados. La ET se encuentra en la zona C y sus características se muestran en Tabla 105.

Tabla 105

Valores de los estados climáticos

Estado	Característica climática	Temperatura [°C]	Velocidad del viento [m/s]
I	Máxima temperatura	45	0
II	Mínima temperatura	-10	0
III	Máximo viento	15	35
IV	Viento moderado y hielo	-5	14
V	Temperatura media anual	16	0

Nota: el valor de velocidad del viento máximo se determina del Anexo C, Mapa de isotacas de la República Argentina, norma AEA 95301. Estos valores surgen del promedio de las velocidades máximas en un periodo de recurrencia de 50 años, sobre intervalos de 10 minutos y altura de 10m. El valor de viento moderado se adopta en 40% del viento máximo.

Para llevar a cabo la obra se aconseja comparar los datos de vientos de la Tabla 105 con datos locales para validar los cálculos y dimensiones definidas en este trabajo.

En función de la Tabla 105, se calcula la carga específica sobre los conductores para todos los estados.

– Estado I

Conductores de fase

Peso propio

$$g = \frac{G}{S_r} = 3,471.10^{-3} \frac{daN}{m. mm^2}$$

Carga específica

$$g_I = g = 3,471.10^{-3} \frac{daN}{m. mm^2}$$

Conductores de hilos de guardia

Peso propio

$$g_{hg} = \frac{G_{hg}}{S_{rhg}} = 8,016.10^{-3} \frac{daN}{m. mm^2}$$

Carga específica

$$g_{Ihg} = g_{hg} = 8,016.10^{-3} \frac{daN}{m. mm^2}$$

– Estado II

Peso de manguito de hielo

$$g_h = 0 \frac{daN}{m. mm^2}$$

Por no producirse hielo.

Conductores de fase

Carga específica

$$g_{II} = g + g_h = 3,471.10^{-3} \frac{daN}{m. mm^2}$$

Conductores de hilos de guardia

Carga específica

$$g_{IIIhg} = g_{hg} + g_h = 8,016 \cdot 10^{-3} \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

– Estado III

Para calcular la fuerza del viento sobre los conductores se deben determinar los siguientes coeficiente:

Factor que depende de la densidad del aire: $Q = 0,0613$

Factor de carga: $F_c = 1,15$

Por se una línea de clase C – Alta tensión ($66kV \leq V_n \leq 220kV$).

Coef. de presión dinámica o de forma: $C_F = 1$

Para conductores de cables e hilos de guardia.

Vano de cálculo: $a = 52m$

Ángulo del viento con el eje perpendicular de la línea: $\psi = 0^\circ$

Factores de exposición

$$\alpha = 7,5$$

$$Z_g = 274$$

$$k = 0,005$$

$$L_s = 67$$

Por se exposición clase C: zonas llanas, poco onduladas con obstrucciones dispersas tales como cercas, árboles o construcciones muy aisladas, con altura entre 1,5 a 10.

Conductores de fase

Área proyectada

$$A = a \cdot \phi = 1,274m^2$$

Altura efectiva: $Z = 10m$

Factor de terreno, por altura y exposición

$$Z_p = 1,61 \cdot \left(\frac{Z}{Z_g}\right)^{\frac{1}{\alpha}} = 1,035$$

Factor de ráfaga

Se debe calcular primero:

$$E = 4,9 \cdot \sqrt{k} \cdot \left(\frac{10}{Z}\right)^{\frac{1}{\alpha}} = 0,346$$

$$B_w = \frac{1}{1 + 0,8 \cdot \frac{a}{L_s}} = 0,617$$

Luego:

$$G_w = 1 + 2,7 \cdot E \cdot \sqrt{B_w} = 1,735$$

$$\text{Velocidad del viento: } v_3 = 35 \frac{m}{s}$$

La fuerza del viento sobre los conductores de fase es:

$$F_{w3} = Q \cdot (Z_p \cdot v_3)^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_F \cdot A \cdot \cos^2 \psi = 204,6 daN$$

Carga del viento

$$g_{w3} = \frac{F_{w3}}{a \cdot S_r} = 0,0111 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Carga específica

Módulo

$$g_{III} = \sqrt{g^2 + g_{w3}^2} = 0,012 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Ángulo

$$\theta_{III} = \tan^{-1} \left(\frac{g_{w3}}{g} \right) = 72,7^\circ$$

Conductores de hilos de guardia

Área proyectada

$$A_{hg} = a \cdot \phi_{hg} = 0,546m^2$$

Altura efectiva: $Z_{hg} = 12m$

Factor de terreno, por altura y exposición

$$Z_{phg} = 1,61 \cdot \left(\frac{Z_{hg}}{Z_g} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 1,061$$

Factor de ráfaga

Se debe calcular primero:

$$E_{hg} = 4,9 \cdot \sqrt{k} \cdot \left(\frac{10}{Z_{hg}} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 0,338$$

$$B_{whg} = \frac{1}{1 + 0,8 \cdot \frac{a}{L_s}} = 0,617$$

Luego:

$$G_{whg} = 1 + 2,7 \cdot E_{hg} \cdot \sqrt{B_{whg}} = 1,717$$

Velocidad del viento: $v_3 = 35 \frac{m}{s}$

La fuerza del viento sobre los conductores de hilos de guardia es:

$$F_{w3hg} = Q \cdot (Z_{phg} \cdot v_3)^2 \cdot F_c \cdot G_{whg} \cdot C_F \cdot A_{hg} \cdot \cos^2 \psi = 91,1 daN$$

Carga del viento

$$g_{w3hg} = \frac{F_{w3hg}}{a \cdot S_{rhg}} = 0,0267 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Carga específica

Módulo

$$g_{IIIhg} = \sqrt{g_{hg}^2 + g_{w3hg}^2} = 0,028 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Ángulo

$$\theta_{IIIhg} = \tan^{-1} \left(\frac{g_{w3hg}}{g_{hg}} \right) = 73,26^\circ$$

– Estado IV

Velocidad del viento: $v_4 = 14 \frac{m}{s}$

Conductores de fase

La fuerza del viento sobre los conductores de fase es:

$$F_{w4} = Q \cdot (Z_p \cdot v_4)^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_F \cdot A \cdot \cos^2 \psi = 32,7 daN$$

Carga del viento

$$g_{w4} = \frac{F_{w4}}{a \cdot S_r} = 0,0018 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Carga específica

Módulo

$$g_{IV} = \sqrt{(g + g_h)^2 + g_{w4}^2} = 0,004 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Ángulo

$$\theta_{IV} = \tan^{-1} \left(\frac{g_{w4}}{g} \right) = 27,16^\circ$$

Conductores de hilos de guardia

La fuerza del viento sobre los conductores de hilos de guardia es:

$$F_{w4hg} = Q \cdot (Z_{phg} \cdot v_4)^2 \cdot F_C \cdot G_{whg} \cdot C_F \cdot A_{hg} \cdot \cos^2 \psi = 14,6 daN$$

Carga del viento

$$g_{w4hg} = \frac{F_{w4hg}}{a \cdot S_{rhg}} = 0,0043 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Carga específica

Módulo

$$g_{IVhg} = \sqrt{(g_{hg} + g_h)^2 + g_{w4hg}^2} = 0,009 \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Ángulo

$$\theta_{IVhg} = \tan^{-1} \left(\frac{g_{w4hg}}{g_{hg}} \right) = 28,02^\circ$$

– Estado V

Conductores de fase

Carga específica

$$g_V = g = 3,471 \cdot 10^{-3} \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Conductores de hilos de guardia

Carga específica

$$g_{Vhg} = g_{hg} = 8,016 \cdot 10^{-3} \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Determinación del vano crítico

Para determinar que estado es el más desfavorable, se calcula el vano crítico de la siguiente manera:

$$a_{cr} = \sqrt{24 \cdot \frac{\frac{\sigma_{2max} - \sigma_{1max}}{E_c} + \alpha_c \cdot (t_2 - t_1)}{\left(\frac{g_2}{\sigma_{2max}}\right)^2 - \left(\frac{g_1}{\sigma_{1max}}\right)^2}}$$

Donde:

a_{cr} : vano crítico para los estados elegidos.

g_1 y g_2 : carga específica de cada estado.

σ_{1max} y σ_{2max} : carga admisible de cada estado.

t_1 y t_2 : temperatura de cada estado.

E_c : módulo de elasticidad del conductor sometido a los estados.

α_c : coef. de dilatación térmica del conductor sometido a los estados.

Los resultados posibles del vano crítico se analizan como se muestra en Tabla 106.

Tabla 106*Análisis del vano crítico*

Vano crítico	Vano considerado	Condición para ser estado básico
Número real	$a < a_{cr}$	El estado de menor g/σ
	$a > a_{cr}$	El estado de mayor g/σ
Número imaginario	Cualquier valor de vano	El estado de mayor g/σ
Infinito condición: $\frac{g_1}{\sigma_1} = \frac{g_2}{\sigma_2}$	Cualquier valor de vano	El estado básico es el de menor temperatura si: $\sigma_1 = \sigma_2$ y $g_1 = g_2$
		El estado básico es el 1 si: $\alpha_c \cdot E_c \cdot (t_2 - t_1) + \sigma_1 - \sigma_2 < 0$
		El estado básico es el 2 si: $\alpha_c \cdot E_c \cdot (t_2 - t_1) + \sigma_1 - \sigma_2 > 0$
		Ambos estados pueden ser tomados como básicos si: $\alpha_c \cdot E_c \cdot (t_2 - t_1) + \sigma_1 - \sigma_2 = 0$

En la Tabla 107 se muestra el resumen del cálculo del vano crítico para los conductores de fase y en la Tabla 108 los correspondientes a los conductores de hilo de guardia.

Tabla 107*Resultados de los vanos críticos de conductores de fases*

Estados comparados	Vano crítico	Vano considerado	Condición
I y II	∞	Cualquier valor de vano	Estado de menor temperatura
I y III	$j155,6$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
I y IV	$j1255,7$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
I y V	$j287,2$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
II y III	142,1	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
II y IV	397,1	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
II y V	$j193,2$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
III y IV	128,7	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
III y V	1830,6	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
IV y V	$j206,2$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ

Tabla 108*Reultados de los vanos críticos de conductores hilo de guardia*

Estados comparados	Vano crítico	Vano considerado	Condición
I y II	∞	Cualquier valor de vano	Estado de menor temperatura
I y III	$j106,8$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
I y IV	$j862$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
I y V	$j159,6$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
II y III	97,5	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
II y IV	272,6	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
II y V	$j125,9$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ
III y IV	88,4	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
III y V	$j193,7$	$a < a_{cr}$	Estado de menor g/σ
		$a > a_{cr}$	Estado de mayor g/σ
IV y V	$j130,1$	Cualquier valor de vano	Estado de mayor g/σ

Finalmente, para determinar el estado más desfavorable se debe conocer las distancias de cada vano. Estas se muestran en la Tabla 109.

Tabla 109

Distancias de vanos de la ET

Vano	Distancia [m]
1	32
2	17,5
3	50,5
4	27,85

De las condiciones de las Tablas 107 y 108 y considerando las dimensiones de los vanos del proyecto, se determina que para ambos tipos conductores el estado más desfavorable es el V.

Estado básico y ec. de cambio de estado

A partir del estado básico se pueden calcular las tensiones en cualquier otro estado mediante la ecuación de cambio de estado:

$$\sigma_x^3 + \left(\alpha_c \cdot E_c \cdot (t_x - t_b) + \frac{a^2 \cdot E_c \cdot g_b^2}{24 \cdot \sigma_b^2} - \sigma_b \right) \cdot \sigma_x^2 - \frac{a^2 \cdot E_c \cdot g_x^2}{24} = 0$$

Se adopta como estado básico el más desfavorable (Estado V) para tener la seguridad de que si el conductor soporta las tensiones en ese estado, los valores en los demás serán menores.

Los valores del estado básico son:

Temperatura

$$t_b = 16^\circ C$$

Conductores de fase

Carga específica

$$g_b = g_v = 3,471 \cdot 10^{-3} \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Tensión

$$\sigma_b = \sigma_{5adm} = 4,46 \frac{daN}{mm^2}$$

Conductores de hilos de guardia**Carga específica**

$$g_{bhg} = g_{Vhg} = 8,016 \cdot 10^{-3} \frac{daN}{m \cdot mm^2}$$

Tensión

$$\sigma_{bhg} = \sigma_{5hgadm} = 6,4 \frac{daN}{mm^2}$$

Cambio de estado

Se requiere calcular los vanos de cuatro estructuras distintas, que se detallan en Tabla 110.

Tabla 110

Estructuras y vanos correspondientes

Estructuras	Vanos
Columna de retención angular	1-2
Pórtico de retención terminal de línea	2
Pórticos de barra	3
Columnas del SPCR de transformadores	4

Cabe destacar que todas las estructuras son del tipo retención, por lo que el tiro en cada vano es independiente de los demás. Aun así, ya que las distancias de los vanos no difieren en gran medida, se realizan los cálculos como que todas forman parte del mismo tramo para reducir el número de cálculos y de tablas que se muestran posteriormente.

Verificaciones de tensiones

Debe cumplirse en cada estado la relación de tensiones siguiente:

$$\sigma < \sigma_{adm}$$

Recordando las tensiones admisibles para los estados 1 a 4:

Conductores de fase

$$\sigma_{1;4adm} = 14,9 \frac{daN}{mm^2}$$

Conductores de hilos de guardia

$$\sigma_{1;4hgadm} = 32 \frac{daN}{mm^2}$$

Se resuelve la ec. de cambio de estado y se muestra el resumen de los cálculos en Tabla 111 y Tabla 112.

Tabla 111

Tensiones de los conductores de fase para cada estado

		Tensiones [daN/mm ²]									
Vano	a [m]	Estado I		Estado II		Estado III		Estado IV		Estado V	
		σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}
1	32	1,59		8,1		5,76		7,4		4,46	
2	17,5	1,12	14,9	8,2	14,9	5,07	14,9	7,48	14,9	4,46	4,46
3	50,5	2,06		7,9		6,64		7,25		4,46	

Tabla 112*Tensiones de los conductores de hilos de guardia para cada estado*

Vano	a [m]	Tensiones [daN/mm ²]									
		Estado I		Estado II		Estado III		Estado IV		Estado V	
		σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}	σ	σ_{adm}
1	32	3,41		11,22		10,89		10,34		6,4	
2	17,5	2,42		11,84		8,79		10,8		6,4	
3	50,5	4,25	32	10,12	32	13,03	32	9,6	32	6,4	6,4
4	27,85	3,16		11,42		10,33		10,49		6,4	

Flechas máximas

Se requiere conocer la máxima flecha en cada estructura para calcular sus dimensiones. Para esto se calcula la flecha de cada estado de la siguiente manera:

$$f = \frac{a^2 \cdot g}{8 \cdot \sigma}$$

Donde:

f : es la flecha las condiciones del estado [m].

a : es la distancia del vano [m].

g : es la carga específica del estado [daN/m.mm²].

σ : es la tensión en el estado [daN/mm²].

Y se muestra un resumen con las máximas flechas en la Tabla 113.

Tabla 113*Flechas máximas de los conductores*

Vano	a [m]	Flecha máxima [m]	
		Fase	Hilo de guardia
1	32	0,279	0,301
2	17,5	0,119	0,127
3	50,5	0,537	0,601
4	27,85	-	0,246

Tabla de tendido

La tabla de tendido da la información del tiro que se debe aplicar al conductor durante su colocación y de la flecha correspondiente al mismo según las condiciones climáticas.

El tendido se realiza con condiciones climáticas estables, sin viento y sin carga adicional por hielo, por lo que la tabla se confecciona aplicando la ecuación de estado solamente con saltos en la temperatura (2 o 5°C).

Vano de regulación

Con la finalidad de no realizar los cálculos para cada vano, se calcula el vano de regulación de la forma:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i}} = \sqrt{\frac{1 \cdot a_1^3 + 1 \cdot a_2^3 + 1 \cdot a_3^3 + 1 \cdot a_4^3}{1 \cdot a_1 + 1 \cdot a_2 + 1 \cdot a_3 + 1 \cdot a_4}} = 38,4m$$

Donde:

a_r : distancia del vano de regulación [m].

a_i : distancia del vano i-esimo [m].

Luego realizando el cálculo mecánico y la tabla de tendido para el vano de regulación, se puede obtener las flechas de los distintos vanos como:

$$f_i = f_r \cdot \frac{a_i^2}{a_r^2}$$

Donde:

f_i : flecha del vano i-esimo [m].

f_r : flecha del vano de regulación [m].

a_r : distancia del vano de regulación [m].

a_i : distancia del vano i-esimo [m].

Finalmente las tablas de tendido son la Tabla 114 y la Tabla 115 para los conductores de fases y del hilo de guardia respectivamente.

Tabla 114

Tabla de tendido de los conductores de fase

Temperatura	Tensiones	Flechas	Tiros
[°C]	[daN/mm²]	[m]	[daN]
0	6,63	0,097	2342,3
5	5,93	0,108	2096,5
10	5,25	0,122	1855,2
15	4,59	0,14	1620,6
20	3,95	0,162	1396,6
25	3,36	0,19	1188,5
30	2,84	0,225	1003,2
35	2,4	0,267	846,9
40	2,04	0,313	721,8
45	1,77	0,362	625,3

Tabla 115*Tabla de tendido de los conductores del hilo de guardia*

Temperatura	Tensiones	Flechas	Tiros
[°C]	[daN/mm ²]	[m]	[daN]
0	8,97	0,165	589,9
5	8,1	0,182	532,3
10	7,28	0,203	478,7
15	6,54	0,226	429,9
20	5,88	0,251	386,4
25	5,3	0,279	348,5
30	4,81	0,307	316,1
35	4,39	0,337	288,6
40	4,04	0,366	265,4
45	3,74	0,395	245,8

4.2. Cálculo de estructuras

Se calculan las dimensiones necesarias y esfuerzos que deben soportar las estructuras, para cumplir con los requisitos eléctricos (distancias eléctricas) y de sustentación de los conductores de fases e hilos de guardia (tiros mecánicos).

4.2.1. Distancias mínimas

- Parámetros eléctricos del sistema

Tensión nominal: $V_n = 132kV$

Tensión máxima: $V_m = 145kV$

- Distancia fase-tierra (s)

Es la distancia entre el conductor o sus accesorio puestos a potencial de línea y las partes a potencial de tierra.

En líneas clase C, D y E, se aplica la ecuación:

$$s = 0,28 + 0,005 \cdot (V_m - 50) = 0,755m$$

– Distancia entre conductores de fase (D)

Se deben determinar los valores:

Flecha máxima vertical de los conductores de fase en el vano 1: $F_m = 0,279m$

Flecha máxima vertical de los conductores de fase en el vano 2: $F_m = 0,119m$

Flecha máxima vertical de los conductores de fase en el vano 3: $F_m = 0,537m$

Longitud de la cadena oscilante: $L_k = 0$

Por ser cadenas de retención.

Coefficiente que depende de el cabezal y el ángulo de inclinación (k_F)

Para inclinación $> 65^\circ$.

$$k_F = 0,7$$

Valor correspondiente a conductores en disposición coplanar horizontal.

$$k_F = 0,95$$

Valor correspondiente a conductores en disposición coplanar vertical.

La distancia entre conductores en el centro del vano y en situación de reposo debe ser como mínimo las dadas por:

Vano 1

$$D = k_F \cdot \sqrt{F_m + L_k} + \frac{V_n}{150} = 1,382m$$

Vano 2

$$D = k_F \cdot \sqrt{F_m + L_k} + \frac{V_n}{150} = 1,121m$$

Vano 3

$$D = k_F \cdot \sqrt{F_m + L_k} + \frac{V_n}{150} = 1,393m$$

– Distancia entre fase-objetos debajo (D')

Para evaluar las alturas de las líneas se deben tener en consideración los aspectos relacionados con el uso del suelo, tipo de obstáculos y/o naturaleza de la zona atravesada por la línea.

Para la retención angular de línea se considera la distancia básica $A = 5,9m$, correspondiente a zonas con circulación de maquinaria agrícola, caminos rurales o secundarios, calles distritales y comunales. En este caso la distancia esta dada por la expresión:

$$D' = A + 0,01 \cdot \left(\frac{V_m}{\sqrt{3}} - 22 \right) = 6,517m$$

Valor desde el suelo.

Para los pórticos de barras y el pórtico terminal de línea, en donde los conductores de fase cruzan por sobre los equipos de protección y maniobra de la ET, se considera la condición de cruce de líneas. En esta, se calcula para cada tensión que pertenezca a la clase C o superior el término:

$$0,01 \cdot \left(\frac{V_m}{\sqrt{3}} - 22 \right)$$

Y a la suma de estos, se le agrega la distancia básica $A=1,2m$ correspondiente a líneas de energía eléctrica de MT (Clase B y BB).

El cálculo resulta:

$$D' = A + 2 \cdot 0,01 \cdot \left(\frac{V_m}{\sqrt{3}} - 22 \right) = 2,434m$$

Valor por encima de los equipos.

– Franja de servidumbre

Se determina la franja de servidumbre de la barra de 132kV, para ubicarla de tal forma que esta quede encerrada dentro del cerco perimetral de la ET.

Se debe calcular:

Coefficiente de sobretensión máxima de servicio: $\mu = 1,1$

Valor correspondiente a sistemas trifásicos conectados rígidamente a tierra.

Sobretensión

$$V_s = \mu \cdot 1,2 \cdot 0,82 \cdot V_n = 142,88kV$$

Donde:

1,2: consideración del enrarecimiento del aire (humedad, polución, etc.).

0,82: factor de valor de cresta de la tensión (tensión contra tierra).

Distancia mínima

$$d_m = \frac{V_s}{150} = 0,953m$$

Distancia de seguridad

$$d = 1,5 \cdot d_m + 2 = 3,43m$$

Distancia entre los puntos de fijación de los conductores extremos: $C = 16m$

Ángulo de declinación máximo del conductor, por efecto del viento: $\alpha = 72,72^\circ$

Ángulo correspondiente al estado III.

Flecha inclinada máxima del conductor, por efecto del viento: $f_i = 0,561m$

Flecha correspondiente al estado III.

El ancho total de la franja de servidumbre corresponde a:

$$A = C + 2 \cdot (L_k + f_i) \cdot \sin \alpha + 2 \cdot d = 23,93m$$

La distancia mínima a mantener desde las barras hacia el cerco perimetral es:

$$d + (L_k + f_i) \cdot \sin \alpha = 3,965m$$

4.2.2. Dimensiones de estructuras

A partir de las dimensiones mínimas se calculan las dimensiones de las estructuras, para que cumplan con estas.

- Columna de retención angular

La altura del conductor inferior, debe ser mayor a la suma de la altura distancia entre fase-objetos debajo más la flecha máxima vertical de todos los estados, que corresponde al estado de mayor temperatura ($f_m = 0,279m$), la suma queda:

$$H_1 = D' + f_m = 6,796m$$

Se adopta:

$$\text{Altura del conductor 1: } H_1 = 8m$$

Como la disposición del cabezal de la columna es coplanar vertical, para determinar la altura de los demás conductores, se debe adicionar a la altura del conductor más próximo debajo la distancia entre conductores de fase mayor entre los dos vanos que conecta, que corresponde al vano 2 ($D = 1,382m$), la suma queda:

$$H_2 = H_1 + D = 9,4m$$

Se adopta:

$$\text{Altura del conductor 2: } H_2 = 10m$$

$$H_3 = H_2 + D = 11,4m$$

Se adopta:

$$\text{Altura del conductor 3: } H_3 = 12m$$

La distancia del conductor superior hasta el punto de amarre del hilo de guardia se determina como la suma de la distancia fase-tierra S más la flecha máxima vertical del hilo de guardia

de todos los estados, que corresponde al estado de mayor temperatura del vano 1 ($f_{mhg} = 0,301m$), la suma queda:

$$L_{ccim} = S + f_{mhg} = 1,056m$$

Se adopta:

Distancia conductor superior al hilo de guardia: $L_{ccim} = 2m$

Luego la altura libre del poste es la suma de la altura del conductor superior más la distancia de este hasta el hilo de guardia, la suma queda:

$$\text{Altura libre de los postes: } H_l = H_3 + L_{ccim} = 14m$$

Como la columna es una estructuras triple, se deben colocar vínculos para unir las columnas individuales. La cantidad y alturas de los mismos es función de la altura del conductor inferior. Para $H_1 \leq 8m$: se colocan 2 vínculos a distancias:

Distancia entre ménsula inferior y vínculo 1: $D_{V1mens} = 0,3.H_1 = 2,4m$

Distancia entre vínculo 1 y 2: $D_{V12} = 0,335.H_1 = 2,68m$

Distancia entre vínculo 2 y empotramiento: $D_{V2emp} = 0,365.H_1 = 2,92m$

La altura del poste se calcula como:

$$H_{poste} = 1,09.H_l = 15,26m$$

Se adopta:

Altura del poste: $H_{poste} = 16m$

Se define el empotramiento mínimo como un 9% de la altura libre del poste, siendo:

Empotramiento mínimo: $H_e = 0,09.H_l = 1,26m$

Se adopta:

Empotramiento: $H_e = H_{poste} - H_l = 2m$

– Pórtico de retención terminal de línea

Se debe considerar que el final de la línea se encuentra sobre equipos de 132kV de la ET. Por esto se determina la altura mínima de los conductores en función de la altura del equipo más alto bajo estos, cuyo valor es:

$$H_{eq} = 4,63m$$

Además se debe adicionar la distancia entre fase-objetos debajo D' , quedando:

$$H_{min} = D' + H_{eq} = 7,06m$$

Se adopta:

$$\text{Altura mínima: } H_{min} = 7,5m$$

Como la disposición del pórtico es coplanar horizontal, las alturas de los conductores es la misma. Esta debe ser mayor a la suma de la altura mínima más la flecha máxima vertical de todos los estados, que corresponde al estado de mayor temperatura ($f_m = 0,119m$), la suma queda:

$$H_1 = H_{min} + f_m = 7,62m$$

Se adopta:

$$\text{Altura del conductor 1: } H_1 = 8m$$

$$\text{Altura del conductor 2: } H_2 = 8m$$

$$\text{Altura del conductor 3: } H_3 = 8m$$

Y la distancia entre estos debe ser mayor a la distancia mínima entre conductores en el centro del vano 2 ($D = 1,121m$), se adopta: $D = 3m$.

La distancia del conductor superior hasta el punto de amarre del hilo de guardia se determina como la suma de la distancia fase-tierra S más la flecha máxima vertical del hilo de guardia de todos los estados, que corresponde al estado de mayor temperatura ($f_{mhg} = 0,127m$), la suma queda:

$$L_{ccim} = S + f_{mhg} = 0,882m$$

Se adopta:

Distancia conductor superior al hilo de guardia: $L_{ccim} = 2m$

Luego la altura libre del poste es la suma de la altura del conductor superior más la distancia de este hasta el hilo de guardia, la suma queda:

Altura libre de los postes: $H_l = H_1 + L_{ccim} = 10m$

Como el pórtico se construye con estructuras dobles, se deben colocar vínculos para unir las columnas individuales. La cantidad y alturas de los mismos es función de la altura del conductor inferior. Para $H_1 \leq 8m$: se colocan 2 vínculos a distancias:

Distancia entre ménsula inferior y vínculo 1: $D_{V1mens} = 0,3.H_1 = 2,4m$

Distancia entre vínculo 1 y 2: $D_{V12} = 0,335.H_1 = 2,68m$

Distancia entre vínculo 2 y empotramiento: $D_{V2emp} = 0,365.H_1 = 2,92m$

La altura del poste se calcula como:

$H_{poste} = 1,09.H_l = 10,9m$

Se adopta:

Altura del poste: $H_{poste} = 12m$

Se define el empotramiento mínimo como un 9% de la altura libre del poste, siendo:

Empotramiento mínimo: $H_e = 0,09.H_l = 0,9m$

Se adopta:

Empotramiento: $H_e = H_{poste} - H_l = 2m$

– Pórticos de barras

Se debe considerar que las barras se encuentran sobre los equipos de 132kV de la ET. Por esto se determina la altura mínima de los conductores en función de la altura del equipo más alto bajo estos, cuyo valor es:

$H_{eq} = 5,2m$

Además se debe adicionar la distancia entre fase-objetos debajo D' , quedando:

$$H_{min} = D' + H_{eq} = 7,63m$$

Se adopta:

$$\text{Altura mínima: } H_{min} = 8m$$

Como la disposición de las barras es coplanar horizontal, las alturas de los conductores es la misma. Esta debe ser mayor a la suma de la altura mínima más la flecha máxima vertical de todos los estados, que corresponde al estado de mayor temperatura ($f_m = 0,537m$), la suma queda:

$$H_1 = H_{min} + f_m = 8,537m$$

Se adopta:

$$\text{Altura del conductor 1: } H_1 = 10m$$

$$\text{Altura del conductor 2: } H_2 = 10m$$

$$\text{Altura del conductor 3: } H_3 = 10m$$

Y la distancia entre estos debe ser mayor a la distancia mínima entre conductores en el centro del vano 3 ($D = 1,393m$), se adopta: $D = 3m$.

La distancia del conductor superior hasta el punto de amarre del hilo de guardia se determina como la suma de la distancia fase-tierra S más la flecha máxima vertical del hilo de guardia de todos los estados, que corresponde al estado de mayor temperatura ($f_{mhg} = 0,601m$), la suma queda:

$$L_{ccim} = S + f_{mhg} = 1,356m$$

Se adopta:

$$\text{Distancia conductor superior al hilo de guardia: } L_{ccim} = 2m$$

Luego la altura libre del poste es la suma de la altura del conductor superior más la distancia de este hasta el hilo de guardia, la suma queda:

$$\text{Altura libre de los postes: } H_l = H_1 + L_{ccim} = 12m$$

Como el pórtico se construye con estructuras dobles, se deben colocar vínculos para unir las columnas individuales. La cantidad y alturas de los mismos es función de la altura del conductor inferior. Para $H_1 \leq 10m$: se colocan 2 vínculos a distancias:

$$\text{Distancia entre ménsula inferior y vínculo 1: } D_{V1mens} = 0,3.H_1 = 3m$$

$$\text{Distancia entre vínculo 1 y 2: } D_{V12} = 0,335.H_1 = 3,35m$$

$$\text{Distancia entre vínculo 2 y empotramiento: } D_{V2emp} = 0,365.H_1 = 3,65m$$

La altura del poste se calcula como:

$$H_{poste} = 1,09.H_l = 13,08m$$

Se adopta:

$$\text{Altura del poste: } H_{poste} = 14m$$

Se define el empotramiento mínimo como un 9% de la altura libre del poste, siendo:

$$\text{Empotramiento mínimo: } H_e = 0,09.H_l = 1,08m$$

Se adopta:

$$\text{Empotramiento: } H_e = H_{poste} - H_l = 2m$$

– Columnas del SPCR de transformadores

Se debe considerar que el hilo de guardia se tiende sobre los transformadores de potencia de la ET. Por esto se determina la altura mínima del conductor en función de la altura de los transformadores bajo este, cuyo valor es:

$$H_{eq} = 6,8m$$

Además se debe adicionar la distancia fase-tierra S , quedando:

$$H_{min} = S + H_{eq} = 7,555m$$

Se adopta:

$$\text{Altura mínima: } H_{min} = 8m$$

La altura libre del poste debe ser mayor a la suma de la altura mínima más la flecha máxima vertical de todos los estados, que corresponde al estado de mayor temperatura ($f_{mhg} = 0,246m$), la suma queda:

$$H_l = H_{min} + f_{mhg} = 8,246m$$

Se adopta:

$$\text{Altura libre de los postes: } H_l = 12m$$

La altura del poste se calcula como:

$$H_{poste} = \frac{H_l}{0,9} = 13,3m$$

Se adopta:

$$\text{Altura del poste: } H_{poste} = 14m$$

Se define el empotramiento mínimo como un 10% de la altura del poste, siendo:

$$\text{Empotramiento mínimo: } H_e = 0,1 \cdot H_{poste} = 1,4m$$

Se adopta:

$$\text{Empotramiento: } H_e = H_{poste} - H_l = 2m$$

4.2.3. Dimensionamiento mecánico

- Columna de retención angular

Recordando los vanos 1 y 2, correspondientes a las columna de retención angular, miden $a_1 = 32m$ y $a_2 = 17,5m$ respectivamente.

A continuación se detallan las cargas a las que se van a someter las estructuras.

Cargas verticales

Peso de cadenas de retención

Peso de una cadena: $G_{cad} = 65daN$

Largo de la cadena es: $L_{cad} = 1,7m$

Valores adoptados para el cálculo de estructuras.

Peso de un conductor de fase

Vano 1

$$G_{c1} = G \cdot a_1 = 39,3daN$$

Vano 2

$$G_{c2} = G \cdot a_2 = 21,5daN$$

Peso de un conductor de hilo de guardia

Vano 1

$$G_{chg1} = G_{h.g.} \cdot a_1 = 16,9daN$$

Vano 2

$$G_{chg2} = G_{h.g.} \cdot a_2 = 9,2daN$$

Vínculos y mensulas

$$G_{vinc} = 500daN$$

Peso promedio de vinculos para estructuras triples.

Poste

A partir de la altura calculada ($H_{poste} = 16m$) se selecciona de tabla una columna con las siguientes características:

- ❖ Diámetro en la cima: $D_{cima} = 26cm$.
- ❖ Conicidad: $1,5cm/m$.

- ❖ Carga de rotura: $R_c = 1800daN$.
- ❖ Peso: $G_{poste} = 2900daN$.

Cargas de viento

Fuerza del viento sobre el poste en el estado de mayor viento

Para calcular la fuerza del viento sobre los postes se deben determinar los siguientes coeficiente:

Factor que depende de la densidad del aire: $Q = 0,0613$

Factor de carga: $F_c = 1,15$

Por se una línea de clase C – Alta tensión ($66kV \leq V_n \leq 220kV$).

Coef. de presión dinámica o de forma: $C_F = 0,9$

Para poste circular.

Ángulo del viento con el eje perpendicular de la línea: $\psi = 0^\circ$

Factores de exposición:

$$\alpha = 7,5$$

$$Z_g = 274$$

$$k = 0,005$$

$$L_s = 67$$

Por se exposición clase C: zonas llanas, poco onduladas con obstrucciones dispersas tales como cercas, árboles o construcciones muy aisladas, con altura entre 1,5 a 10.

Altura efectiva

Para postes de altura menor a 60m, se considera 2/3 de la altura libre.

$$H_{ef} = \frac{2}{3} \cdot H_l = 9,31m$$

Factor de terreno, por altura y exposición

$$Z_p = 1,61 \cdot \left(\frac{H_{ef}}{Z_g} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 1,026$$

Factor de ráfaga

Se debe calcular primero:

$$E = 4,9 \cdot \sqrt{k} \cdot \left(\frac{10}{H_{ef}} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 0,35$$

$$B_t = \frac{1}{1 + 0,375 \cdot \frac{H_{ef}}{L_s}} = 0,95$$

Luego:

$$G_t = 1 + 2,7 \cdot E \cdot \sqrt{B_t} = 1,92$$

$$\text{Velocidad del viento: } v_3 = 35 \frac{m}{s}$$

Presión del viento sobre los postes

$$P_{wp} = Q \cdot (Z_p \cdot v_3)^2 \cdot F_c \cdot G_t \cdot C_F \cdot \cos^2 \psi = 157 \frac{daN}{m^2}$$

Diámetro del empotramiento

$$D_{emp} = D_{cima} + 1,5 \cdot H_l = 46,9cm$$

La fuerza del viento sobre el poste es:

$$F_{wp} = \frac{(P_{wp} \cdot (2 \cdot D_{cima} + D_{emp})) \cdot H_l}{2} = 1084,4daN$$

Valor reducido a la cima de una estructura triple en cualquier dirección.

Fuerza del viento sobre los conductores en el estado de mayor viento en el eje Y-Y**Vano 1**

$$F_{w31YY} = 44,7daN$$

Vano 2

$$F_{w32YY} = 24,4daN$$

Valores de vanos afectados por el término $\sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$.

Fuerza del viento sobre los conductores en el estado de mayor viento en el eje X-X**Vano 1**

$$F_{w31XX} = 44,7daN$$

Vano 2

$$F_{w32XX} = 24,4daN$$

Valores de vanos afectados por el término $\cos\left(\frac{\delta}{2}\right)$.

Fuerza del viento sobre el hilo de guardia en el estado de mayor viento en el eje Y-Y**Vano 1**

$$F_{w31hgYY} = 19,9daN$$

Vano 2

$$F_{w32hgYY} = 10,9daN$$

Valores de vanos afectados por el término $\sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$.

Fuerza del viento sobre el hilo de guardia en el estado de mayor viento en el eje X-X**Vano 1**

$$F_{w31hgXX} = 19,9daN$$

Vano 2

$$F_{w32hgXX} = 10,9daN$$

Valores de vanos afectados por el término $\cos\left(\frac{\delta}{2}\right)$.

Fuerza del viento sobre la cadena de aisladores en el estado de mayor viento

$$F_{wais} = 77daN$$

Valor calculado de la misma forma que la fuerza sobre los conductores.

En el eje Y-Y

$$F_{waisYY} = F_{wais} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 54,45daN$$

En el eje X-X

$$F_{waisXX} = F_{wais} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 54,45daN$$

Cargas de tiro

El resumen de los tiros en los distintos estados de los vanos 1 y 2 se presentan en Tabla 116 y Tabla 117.

Tabla 116

Tiros de los vanos 1 y 2 de los conductores de fase en todos los estados

Estado	Característica	Tiros [daN]	
		Vano 1	Vano 2
I	Máxima temperatura	563,4	395,7
II	Mínima temperatura	2863,2	2897,6
III	Máximo viento	2035,3	1790,5
IV	Viento moderado y hielo	2616,9	2643,5
V	Temperatura media anual	1574,8	1574,8

Tabla 117

Tiros de los vanos 1 y 2 de los conductores del hilo de guardia en todos los estados

Estado	Característica	Tiros [daN]	
		Vano 1	Vano 2
I	Máxima temperatura	223,9	159,1
II	Mínima temperatura	737,4	778,1
III	Máximo viento	715,7	577,9
IV	Viento moderado y hielo	679,8	710
V	Temperatura media anual	420,7	420,7

– Pórtico de retención terminal de línea

Recordando el vano 2 correspondiente al pórticos de retención terminal de línea mide $a = 17,5m$.

A continuación se detallan las cargas a las que se van a someter las estructuras.

Cargas verticales

Peso de cadenas de retención

Peso de una cadena: $G_{cad} = 65da$

Largo de la cadena es: $L_{cad} = 1,7m$

Valores adoptados para el cálculo de estructuras.

Peso de un conductor de fase

$$G_c = G \cdot a = 21,5daN$$

Peso de un conductor de hilo de guardia

$$G_{chg} = G_{hg} \cdot a = 9,2daN$$

Peso de las vigas

$$G_{vig} = 700daN$$

Donde el largo de las vigas es: $L_{vig} = 10m$.

Vínculos

$$G_{vinc} = 300daN$$

Peso promedio de vinculos para estructuras dobles.

Poste

A partir de la altura calculada ($H_{poste} = 12m$) se selecciona de tabla una columna con las siguientes características:

- ❖ Diámetro en la cima: $D_{cima} = 25cm$.
- ❖ Conicidad: $1,5cm/m$.
- ❖ Carga de rotura: $R_c = 1500daN$.
- ❖ Peso: $G_{poste} = 1770daN$.

Cargas de viento

Fuerza del viento sobre el poste en el estado de mayor viento

Para calcular la fuerza del viento sobre los postes se deben determinar los siguientes coeficiente:

Factor que depende de la densidad del aire: $Q = 0,0613$

Factor de carga: $F_c = 1,15$

Por se una línea de clase C – Alta tensión ($66kV \leq V_n \leq 220kV$).

Coef. de presión dinámica o de forma: $C_F = 0,9$

Para poste circular.

Ángulo del viento con el eje perpendicular de la línea: $\psi = 0^\circ$

Factores de exposición:

$$\alpha = 7,5$$

$$Z_g = 274$$

$$k = 0,005$$

$$L_s = 67$$

Por se exposición clase C: zonas llanas, poco onduladas con obstrucciones dispersas tales como cercas, árboles o construcciones muy aisladas, con altura entre 1,5 a 10.

Altura efectiva

Para postes de altura menor a 60m, se considera 2/3 de la altura libre.

$$H_{ef} = \frac{2}{3} \cdot H_l = 6,67m$$

Factor de terreno, por altura y exposición

$$Z_p = 1,61 \cdot \left(\frac{H_{ef}}{Z_g} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 0,981$$

Factor de ráfaga

Se debe calcular primero:

$$E = 4,9 \cdot \sqrt{k} \cdot \left(\frac{10}{H_{ef}} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 0,366$$

$$B_t = \frac{1}{1 + 0,375 \cdot \frac{H_{ef}}{L_s}} = 0,964$$

Luego:

$$G_t = 1 + 2,7 \cdot E \cdot \sqrt{B_t} = 1,97$$

$$\text{Velocidad del viento: } v_3 = 35 \frac{m}{s}$$

Presión del viento sobre los postes

$$P_{wp} = Q \cdot (Z_p \cdot v_3)^2 \cdot F_c \cdot G_t \cdot C_F \cdot \cos^2 \psi = 147,3 \frac{daN}{m^2}$$

Distancia de empotramiento

$$D_{emp} = D_{cima} + 1,5 \cdot H_l = 40m$$

La fuerza del viento sobre el poste es:

$$F_{wp} = \frac{(P_{wp} \cdot (2 \cdot D_{cima} + D_{emp})) \cdot H_l}{3} = 441,9 daN$$

Valor reducido a la cima correspondiente al eje transversal de una estructura doble.

Fuerza del viento sobre el conductor en el estado de mayor viento

$$F_{w3} = 69,1 daN$$

Fuerza del viento sobre el hilo de guardia en el estado de mayor viento

$$F_{w3hg} = 30,7 daN$$

Fuerza del viento sobre la cadena de aisladores en el estado de mayor viento

$$F_{wais} = 77 daN$$

Valor calculado de la misma forma que la fuerza sobre los conductores.

Fuerza del viento sobre la viga de los pórticos en el estado de mayor viento

$$F_{wvig} = 380 daN$$

Valor calculado de la misma forma que la fuerza sobre los postes.

Cargas de tiro

El resumen de los tiros en los distintos estados del vano 2 se presentan en Tabla 118 y Tabla 119.

Tabla 118

Tiros del vano 2 de los conductores de fase en todos los estados

Estado	Característica	Tiros [daN]
I	Máxima temperatura	395,7
II	Mínima temperatura	2897,6
III	Máximo viento	1790,5
IV	Viento moderado y hielo	2643,5
V	Temperatura media anual	1574,8

Tabla 119

Tiros del vano 2 de los conductores del hilo de guardia en todos los estados

Estado	Característica	Tiros [daN]
I	Máxima temperatura	159,1
II	Mínima temperatura	778,1
III	Máximo viento	577,9
IV	Viento moderado y hielo	710
V	Temperatura media anual	420,7

– Pórticos de barras

Recordando el vano 3 correspondiente a los pórticos de barras mide $a = 50,5m$.

A continuación se detallan las cargas a las que se van a someter las estructuras.

Cargas verticales

Peso de cadenas de retención

Peso de una cadena: $G_{cad} = 65daN$

Largo de la cadena es: $L_{cad} = 1,7m$

Valores adoptados para el cálculo de estructuras.

Peso de un conductor de fase

$$G_c = G \cdot a = 62daN$$

Peso de un conductor de hilo de guardia

$$G_{chg} = G_{hg} \cdot a = 26,6daN$$

Peso de las vigas

$$G_{vig} = 700daN$$

Donde el largo de las vigas es: $L_{vig} = 10m$.

Vínculos

$$G_{vinc} = 300daN$$

Peso promedio de vinculos para estructuras dobles.

Poste

A partir de la altura calculada ($H_{poste} = 14m$) se selecciona de tabla una columna con las siguientes características:

- ❖ Diámetro en la cima: $D_{cima} = 28cm$.
- ❖ Conicidad: $1,5cm/m$.
- ❖ Carga de rotura: $R_c = 2400daN$.
- ❖ Peso: $G_{poste} = 2580daN$.

Cargas de viento

Fuerza del viento sobre el poste en el estado de mayor viento

Para calcular la fuerza del viento sobre los postes se deben determinar los siguientes coeficiente:

Factor que depende de la densidad del aire: $Q = 0,0613$

Factor de carga: $F_c = 1,15$

Por se una línea de clase C – Alta tensión ($66kV \leq V_n \leq 220kV$).

Coef. de presión dinámica o de forma: $C_F = 0,9$

Para poste circular.

Ángulo del viento con el eje perpendicular de la línea: $\psi = 0^\circ$

Factores de exposición:

$$\alpha = 7,5$$

$$Z_g = 274$$

$$k = 0,005$$

$$L_s = 67$$

Por se exposición clase C: zonas llanas, poco onduladas con obstrucciones dispersas tales como cercas, árboles o construcciones muy aisladas, con altura entre 1,5 a 10.

Altura efectiva

Para postes de altura menor a 60m, se considera 2/3 de la altura libre.

$$H_{ef} = \frac{2}{3} \cdot H_l = 8m$$

Factor de terreno, por altura y exposición

$$Z_p = 1,61 \cdot \left(\frac{H_{ef}}{Z_g} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 1,005$$

Factor de ráfaga

Se debe calcular primero:

$$E = 4,9 \cdot \sqrt{k} \cdot \left(\frac{10}{H_{ef}} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 0,357$$

$$B_t = \frac{1}{1 + 0,375 \cdot \frac{H_{ef}}{L_s}} = 0,957$$

Luego:

$$G_t = 1 + 2,7 \cdot E \cdot \sqrt{B_t} = 1,943$$

$$\text{Velocidad del viento: } v_3 = 35 \frac{m}{s}$$

Presión del viento sobre los postes

$$P_{wp} = Q \cdot (Z_p \cdot v_3)^2 \cdot F_c \cdot G_t \cdot C_F \cdot \cos^2 \psi = 152,5 \frac{daN}{m^2}$$

Distancia de empotramiento

$$D_{emp} = D_{cima} + 1,5 \cdot H_l = 44m$$

La fuerza del viento sobre el poste es:

$$F_{wp} = \frac{(P_{wp} \cdot (2 \cdot D_{cima} + D_{emp})) \cdot H_l}{3} = 622,4 daN$$

Valor reducido a la cima correspondiente al eje transversal de una estructura doble.

Fuerza del viento sobre el conductor en el estado de mayor viento

$$F_{w3} = 199,4 daN$$

Fuerza del viento sobre el hilo de guardia en el estado de mayor viento

$$F_{w3hg} = 88,7 daN$$

Fuerza del viento sobre la cadena de aisladores en el estado de mayor viento

$$F_{wais} = 77 daN$$

Valor calculado de la misma forma que la fuerza sobre los conductores.

Fuerza del viento sobre la viga de los pórticos en el estado de mayor viento

$$F_{wvig} = 380 daN$$

Valor calculado de la misma forma que la fuerza sobre los postes.

Cargas de tiro

El resumen de los tiros en los distintos estados del vano 3 se presentan en Tabla 120 y Tabla 121.

Tabla 120

Tiros del vano 3 de los conductores de fase en todos los estados

Estado	Característica	Tiros [daN]
I	Máxima temperatura	728,3
II	Mínima temperatura	2792,7
III	Máximo viento	2348,1
IV	Viento moderado y hielo	2563,3
V	Temperatura media anual	1574,8

Tabla 121

Tiros del vano 3 de los conductores del hilo de guardia en todos los estados

Estado	Característica	Tiros [daN]
I	Máxima temperatura	279,3
II	Mínima temperatura	665,3
III	Máximo viento	856,6
IV	Viento moderado y hielo	630,7
V	Temperatura media anual	420,7

- Columnas del SPCR de transformadores

Recordando el vano 4 correspondiente a las columnas del SPCR de transformadores mide $a = 27,85m$.

A continuación se detallan las cargas a las que se van a someter las estructuras.

Cargas verticales

Peso de un conductor de hilo de guardia

$$G_{chg} = G_{hg} \cdot a = 14,7 daN$$

Poste

A partir de la altura calculada ($H_{poste} = 14m$) se selecciona de tabla una columna con las siguientes características:

- ❖ Diámetro en la cima: $D_{cima} = 25cm$.
- ❖ Conicidad: $1,5cm/m$.
- ❖ Carga de rotura: $R_c = 1500 daN$.
- ❖ Peso: $G_{poste} = 2170 daN$.

Cargas de viento

Fuerza del viento sobre el poste en el estado de mayor viento

Para calcular la fuerza del viento sobre los postes se deben determinar los siguientes coeficiente:

Factor que depende de la densidad del aire: $Q = 0,0613$

Factor de carga: $F_c = 1,15$

Por se una línea de clase C – Alta tensión ($66kV \leq V_n \leq 220kV$).

Coef. de presión dinámica o de forma: $C_F = 0,9$

Para poste circular.

Ángulo del viento con el eje perpendicular de la línea: $\psi = 0^\circ$

Factores de exposición:

$$\alpha = 7,5$$

$$Z_g = 274$$

$$k = 0,005$$

$$L_s = 67$$

Por se exposición clase C: zonas llanas, poco onduladas con obstrucciones dispersas tales como cercas, árboles o construcciones muy aisladas, con altura entre 1,5 a 10.

Altura efectiva

Para postes de altura menor a 60m, se considera 2/3 de la altura libre.

$$H_{ef} = \frac{2}{3} \cdot H_l = 8m$$

Factor de terreno, por altura y exposición

$$Z_p = 1,61 \cdot \left(\frac{H_{ef}}{Z_g} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 1,005$$

Factor de ráfaga

Se debe calcular primero:

$$E = 4,9 \cdot \sqrt{k} \cdot \left(\frac{10}{H_{ef}} \right)^{\frac{1}{\alpha}} = 0,357$$

$$B_t = \frac{1}{1 + 0,375 \cdot \frac{H_{ef}}{L_s}} = 0,957$$

Luego:

$$G_t = 1 + 2,7 \cdot E \cdot \sqrt{B_t} = 1,943$$

$$\text{Velocidad del viento: } v_3 = 35 \frac{m}{s}$$

Presión del viento sobre los postes

$$P_{wp} = Q \cdot (Z_p \cdot v_3)^2 \cdot F_c \cdot G_t \cdot C_F \cdot \cos^2 \psi = 152,5 \frac{daN}{m^2}$$

Distancia de empotramiento

$$D_{emp} = D_{cima} + 1,5 \cdot H_l = 44m$$

La fuerza del viento sobre el poste es:

$$F_{wp} = \frac{(P_{wp} \cdot (2 \cdot D_{cima} + D_{emp})) \cdot H_l}{6} = 283,7 daN$$

Valor reducido a la cima correspondiente a una estructura simple.

Fuerza del viento sobre el hilo de guardia en el estado de mayor viento

$$F_{w3hg} = 48,9 daN$$

Cargas de tiro

El resumen de los tiros en los distintos estados del vano 4 se presentan en Tabla 122.

Tabla 122

Tiros del vano 4 de los conductores del hilo de guardia en todos los estados

Estado	Característica	Tiros [daN]
I	Máxima temperatura	207,8
II	Mínima temperatura	751
III	Máximo viento	678,8
IV	Viento moderado y hielo	689,7
V	Temperatura media anual	420,7

4.2.4. Hipótesis de carga

Las estructuras se dimensionan para responder a distintas clases de requerimientos definidos por las condiciones de servicio a las que estarán sometidas durante su vida útil. Las cargas de cálculo, en consecuencia responden a condiciones de funcionamiento permanente o transitorias, estas pueden ser:

De servicio: son las cargas originadas por la acción de elementos exteriores cuya magnitud y recurrencia se ajusta con la importancia de la línea y con la ubicación de la misma, y cargas permanentes cuya magnitud es invariable (tales como peso de los conductores, accesorios, etc.)

De construcción y mantenimiento: en este grupo las cargas se consideran esfuerzos que aparecen durante el montaje, el mantenimiento o reparación de la línea. Básicamente están dirigidas a evitar accidentes de quienes efectúan las tareas de montaje o mantenimiento.

De contención de fallas: estas cargas tienen en cuenta fundamentalmente los esfuerzos que aparecen sobre las estructuras en caso de colapso de algún elemento de la línea y tienen como finalidad evitar la propagación de las fallas a los tramos adyacentes de la línea. Esta condición no es de aplicación en estructuras de madera.

- Columna de retención angular

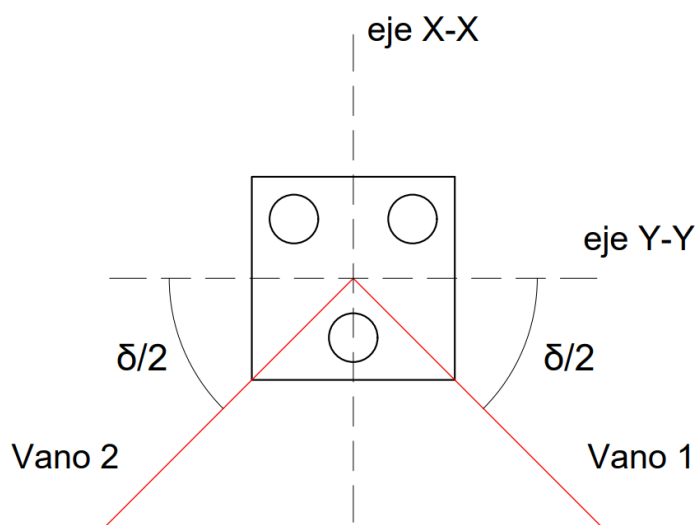
Para columna de retención angular se utiliza una estructura triple (tres postes unidos por vínculos) que presentan una reducción del tiro según el eje de la siguiente manera:

$$F_{res} = \sqrt{\left(\frac{F_{YY}}{10}\right)^2 + \left(\frac{F_{XX}}{10}\right)^2}$$

Donde la disposición de los ejes es la que se muestra en la Figura 60.

Figura 60

Ejes para el cálculo de la columna de retención angular



Para facilitar los cálculos, los ejes se colocan de forma que el eje Y-Y coincida con la bisectriz del ángulo de la línea ($\delta = 90^\circ$).

En los cálculos de las cargas en las diferentes hipótesis, se diferenciarán las fuerzas correspondientes a cada eje para posteriormente aplicar la reducción y verificar la estructura como si se tratara de una sola columna.

Como su nombre lo indica esta columna es una estructura de retención angular, por esto se utilizan las hipótesis dadas por la norma para ese tipo de estructuras.

Cargas reducidas a la cima

Para comparar las cargas últimas con la resistencia de las columnas, se deben reducir los esfuerzos a la cima. Esto se hace trasladando las fuerzas hacia el extremo de la columna y reduciendo su valor tal que se mantenga el momento producido en la posición original.

A continuación se realiza la reducción individual de algunas fuerzas que se utilizan para el cálculo de las hipótesis.

Coefficiente de reducción a la cima

$$C_c = \frac{H_1 + H_2 + H_3}{H_l} = 2,15$$

Fuerza del viento sobre los conductores reducida a la cima en el eje Y-Y**Vano 1**

$$F_{w31YYR} = F_{w31YY} \cdot C_c = 95,7 daN$$

Vano 2

$$F_{w32YYR} = F_{w32YY} \cdot C_c = 52,4 daN$$

Fuerza del viento sobre los conductores reducida a la cima en el eje X-X**Vano 1**

$$F_{w31XXR} = F_{w31XX} \cdot C_c = 95,7 daN$$

Vano 2

$$F_{w32XXR} = F_{w32XX} \cdot C_c = 52,4 daN$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores reducida a la cima en el eje Y-Y

$$F_{waisYYR} = F_{waisYY} \cdot C_c = 117 daN$$

Valor correspondiente a las cadenas de un solo vano.

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores reducida a la cima en el eje X-X

$$F_{waisXXR} = F_{waisXX} \cdot C_c = 117 daN$$

Valor correspondiente a las cadenas de un solo vano.

Peso de los conductores reducido a la cima en el eje Y-Y**Vano 1**

$$G_{ct1YYR} = 3 \cdot \frac{G_{c1}}{2} \cdot \frac{L_{cad}}{H_l} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 5,1 daN$$

Vano 2

$$G_{ct2YYR} = 3 \cdot \frac{G_{c2}}{2} \cdot \frac{L_{cad}}{H_l} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 2,8 daN$$

Peso de los conductores reducido a la cima en el eje X-X

Vano 1

$$G_{ct1XXR} = 3 \cdot \frac{G_{c1}}{2} \cdot \frac{L_{cad}}{H_l} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 5,1 daN$$

Vano 2

$$G_{ct2XXR} = 3 \cdot \frac{G_{c2}}{2} \cdot \frac{L_{cad}}{H_l} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 2,8 daN$$

Peso de las cadenas de retención reducido a la cima en el eje Y-Y

$$G_{cadtYYR} = 3 \cdot G_{cad} \cdot \frac{\frac{L_{cad}}{2}}{H_l} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 8,37 daN$$

Peso de las cadenas de retención reducido a la cima en el eje X-X

$$G_{cadtXXR} = 3 \cdot G_{cad} \cdot \frac{\frac{L_{cad}}{2}}{H_l} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 8,37 daN$$

Cargas de servicio

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes. Fuerza resultante de las tracciones de los conductores.

Tiro del máximo viento

❖ En el eje Y-Y:

Vano 1

$$F_{1YY3} = (T_{III1} \cdot C_c + T_{III1hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3598,9 daN$$

Vano 2:

$$F_{2YY3} = (T_{III2} \cdot C_c + T_{III2hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3129,5 daN$$

❖ En el eje X-X:

Vano 1

$$F_{1XX3} = (T_{III1} \cdot C_c + T_{III1hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3598,9 daN$$

Vano 2

$$F_{2XX3} = (T_{III2} \cdot C_c + T_{III2hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3129,5 daN$$

Fuerza del viento en el eje Y-Y

$$F_{wYY} = 2 \cdot F_{waisYYR} + F_{wp} + F_{w31YYR} + F_{w32YYR} + F_{w31hgYY} + 2 \cdot F_{w32hgYY} = 1508,5 daN$$

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIA} = |F_{1YY3} - F_{2YY3}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| + F_{wYY} = 1980,3 daN$$

– Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UA} = F_{1XX3} + F_{2XX3} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} = 6753 daN$$

– Tiro resultante

$$T_{IA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIA}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{UA}}{10}\right)^2} = 703,7 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes en dirección normal a la bisectriz del ángulo de la línea. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

Fuerza del viento en el eje X-X

$$F_{wXX} = 2 \cdot F_{waisXXR} + F_{wp} + F_{w31XXR} + F_{w32XXR} + F_{w31hgXX} + 2 \cdot F_{w32hgXX} = 1508,5 daN$$

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIB} = |F_{1YY3} - F_{2YY3}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| = 471,7 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UB} = F_{1XX3} + F_{2XX3} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} + F_{wXX} = 8261,5daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IB} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIB}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{UB}}{10}\right)^2} = 827,5daN$$

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo en dirección oblicua sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

Fuerza del viento oblicuo

Ángulos del viento: $\beta = 30^\circ, 45^\circ$ y 60° .

- ❖ En el eje Y-Y:

$$F_{wYY30} = F_{wYY} \cdot \cos(\beta) = 1390,4daN$$

$$F_{wYY45} = F_{wYY} \cdot \cos(\beta) = 1135,2daN$$

$$F_{wYY60} = F_{wYY} \cdot \cos(\beta) = 802,7daN$$

- ❖ En el eje X-X:

$$F_{wXX30} = F_{wXX} \cdot \sin(\beta) = 802,7daN$$

$$F_{wXX45} = F_{wXX} \cdot \sin(\beta) = 1135,2daN$$

$$F_{wXX60} = F_{wXX} \cdot \sin(\beta) = 1390,4daN$$

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIC30} = |F_{1YY3} - F_{2YY3}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| + F_{wYY30} = 1862,1daN$$

$$T_{tIC45} = |F_{1YY3} - F_{2YY3}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| + F_{wYY45} = 1607daN$$

$$T_{tIC60} = |F_{1YY3} - F_{2YY3}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| + F_{wYY60} = 1274,5daN$$

– Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UC30} = F_{1XX3} + F_{2XX3} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} + F_{wXX30} = 7555,7daN$$

$$T_{UC45} = F_{1XX3} + F_{2XX3} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} + F_{wXX45} = 7888,2daN$$

$$T_{UC60} = F_{1XX3} + F_{2XX3} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} + F_{wXX60} = 8143,4daN$$

– Tiro resultante

$$T_{IC30} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIC30}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{UC30}}{10}\right)^2} = 778,2daN$$

$$T_{IC45} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIC45}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{UC45}}{10}\right)^2} = 805daN$$

$$T_{IC60} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIC60}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{UC60}}{10}\right)^2} = 824,3daN$$

Se adopta el tiro mayor:

$$T_{IC} = T_{IC60} = 824,3daN$$

Valor correspondiente al ángulo $\beta = 60^\circ$.

d) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Carga del viento sobre estructuras, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

No se considera por no producirse hielo.

e) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

Tiro en mínima temperatura

❖ En el eje Y-Y:

Vano 1

$$F_{1YY2} = (T_{II1} \cdot C_c + T_{II1hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 4872,3daN$$

Vano 2

$$F_{2YY2} = (T_{II2} \cdot C_c + T_{II2hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 4953,3daN$$

❖ En el eje X-X:

Vano 1

$$F_{1XX2} = (T_{II1} \cdot C_c + T_{II1hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 4872,3daN$$

Vano 2

$$F_{2XX2} = (T_{II2} \cdot C_c + T_{II2hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 4953,3daN$$

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIE} = |F_{1YY2} - F_{2YY2}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| = 83,2daN$$

– Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lIE} = F_{1XX2} + F_{2XX2} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} = 9850,2daN$$

– Tiro resultante

$$T_{IE} = \sqrt{\left(\frac{T_{lIE}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{tIE}}{10}\right)^2} = 985,1daN$$

Cargas de construcción y mantenimiento

a) Peso propio de la estructura. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 en uno cualquiera, varios o todos los puntos de sujeción de fase o cable de guardia.

Sobrecarga adicional de montaje. Fuerza resultante de las tracciones de los conductores (o tensor portante, en líneas compactas de clase B y C), consideradas a temperatura mínima. No se considera viento.

La norma indica un valor de sobrecarga adicional de montaje para estructuras de retención en líneas de 132kV, igual a $G_{ad} = 320daN$.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIA} = |F_{1YY2} - F_{2YY2}| + 2,5 \cdot |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| + G_{ad} = 406,7daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{IIA} = F_{1XX2} + F_{2XX2} + 2,5 \cdot (G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR}) = 9887,2daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IIA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIA}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{IIA}}{10}\right)^2} = 989,6daN$$

b) Peso propio. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5. Carga unilateral de todos los conductores (o tensor portante, en líneas compactas de clase B y C), correspondiente a la tracción considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1,5. No se considera viento.

Tiro a temperatura media anual:

- ❖ En el eje Y-Y:

Vano 1

$$F_{1YY5} = (T_{V1} \cdot C_c + T_{V1hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 2690,6daN$$

Vano 2

$$F_{2YY5} = (T_{V2} \cdot C_c + T_{V2hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 2690,6daN$$

❖ En el eje X-X:

Vano 1

$$F_{1XX5} = (T_{V1} \cdot C_c + T_{V1hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 2690,6daN$$

Vano 2

$$F_{2XX5} = (T_{V2} \cdot C_c + T_{V2hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 2690,6daN$$

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIB} = 1,5 \cdot F_{1YY5} + 2,5 \cdot (G_{ct1YYR} + G_{cadtYYR}) = 4069,6daN$$

– Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UIB} = 1,5 \cdot F_{1XX5} + 2,5 \cdot (G_{ct1XXR} + G_{cadtXXR}) = 4069,6daN$$

– Tiro resultante

$$T_{IIB} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIB}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{UIB}}{10}\right)^2} = 575,5daN$$

Cargas de contención de falla

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro máximo unilateral aplicado en cualquiera de los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Fuerzas resultantes de las tracciones de los restantes conductores y cable de guardia. No se considera viento.

Tiro máximo sin conductor superior

❖ En el eje Y-Y:

Vano 1

$$F'_{1YY2} = (T_{II1} \cdot \frac{H_1 + H_2}{H_l} + T_{II1hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3132daN$$

Vano 2

$$F'_{2YY2} = (T_{II2} \cdot \frac{H_1 + H_2}{H_l} + T_{II2hg}) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3192,1 daN$$

❖ En el eje X-X:

Vano 1

$$F'_{1XX2} = (T_{II1} \cdot \frac{H_1 + H_2}{H_l} + T_{II1hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3132 daN$$

Vano 2

$$F'_{2XX2} = (T_{II2} \cdot \frac{H_1 + H_2}{H_l} + T_{II2hg}) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3192,1 daN$$

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIII A} = \left(T_{II2} \cdot \frac{H_3}{H_l}\right) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) + |F'_{1YY2} - F'_{2YY2}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| = 1823,6 daN$$

– Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{III A} = \left(T_{II2} \cdot \frac{H_3}{H_l}\right) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + F'_{1XX2} + F'_{2XX2} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} = 8109,9 daN$$

– Tiro resultante

$$T_{III A} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIII A}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{III A}}{10}\right)^2} = 831,2 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores y cable de guardia correspondientes a la tracción en el estado de mayor sollicitación. Fuerzas inerciales y desplazamiento relativo de apoyos producidos por el sismo de proyecto. No se considera la carga de viento.

No se considera por no producirse sismos en la zona.

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro unilateral máximo, en el estado que corresponda igual a 2/3 para líneas horizontales o por corte del conductor superior (el que

ocasiona el mayor esfuerzo). No se considera la carga del viento. No es requisito obligatorio para líneas superiores a la clase C.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIC} = \left(T_{II2} \cdot \frac{H_1 + H_2}{H_l} + T_{II2hg} \right) \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) + \frac{2}{3} \cdot (G_{cadtYYR} + G_{ct2YYR}) = 3199,5 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UIIC} = \left(T_{II2} \cdot \frac{H_1 + H_2}{H_l} + T_{II2hg} \right) \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) + \frac{2}{3} \cdot (G_{cadtXXR} + G_{ct2XXR}) = 3199,5 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IIC} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIC}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{UIIC}}{10}\right)^2} = 452,5 daN$$

El resumen de las hipótesis se muestra en Tabla 123.

Tabla 123

Resumen de hipótesis de cargas de la columna de retención angular

Hipótesis	Carga [daN]
IA	703,7
IB	827,5
IC	824,3
IE	985,1
IIA	989,6
IIB	575,5
IIIA	831,2
IIIC	452,5

La sollicitación máxima sobre la columna es:

$$S_c = 989,6 daN$$

– Pórtico terminal de retención de línea

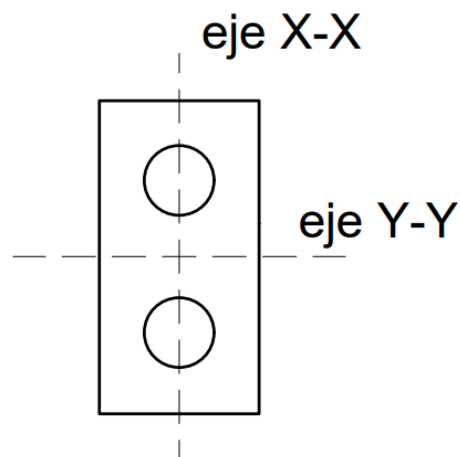
El pórtico de retención terminal de línea tendrá dos columnas, donde cada una soporta el mismo esfuerzo. Para ambas se utilizan estructuras dobles (dos postes unidos por vínculos) que presentan una reducción del tiro según el eje de la siguiente manera:

$$F_{res} = \sqrt{\left(\frac{F_{YY}}{2}\right)^2 + \left(\frac{F_{XX}}{8}\right)^2}$$

Donde la disposición de los ejes es la que se muestra en la Figura 61.

Figura 61

Ejes para el cálculo del pórtico de retención de línea



Para aprovechar este efecto de reducción, la estructura se coloca de manera tal que el eje X-X sea paralelo con el eje de la línea.

En los cálculos de las cargas en las diferentes hipótesis, se diferenciarán las fuerzas correspondientes a cada eje para posteriormente aplicar la reducción y verificar la estructura como si se tratara de una sola columna.

El pórtico es una estructuras de retención terminal, por esto se utilizan las hipótesis dadas por la norma para ese tipo de estructuras.

Cargas reducidas a la cima

A continuación se realiza la reducción individual de algunas fuerzas que se utilizan para el cálculo de las hipótesis.

Coefficiente de reducción a la cima

$$C_c = \frac{H_1 + \frac{H_2}{2}}{H_l} = 1,2$$

Fuerza del viento sobre los conductores reducida a la cima

$$F_{wcondR} = \frac{F_{w3}}{2} \cdot C_c + \frac{F_{w3hg}}{2} = 56,84 daN$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores reducida a la cima

$$F_{waisR} = F_{wais} \cdot C_c = 92,4 daN$$

Fuerzas del viento en dirección Y-Y

$$F_{YY} = F_{wp} + F_{wcondR} + F_{waisR} = 591,1 daN$$

Peso de los conductores reducido a la cima

$$G_{ctR} = 1,5 \cdot \frac{G_c}{2} \cdot \frac{L_{cad}}{H_l} = 2,7 daN$$

Peso de las cadenas de retención reducido a la cima

$$G_{cadR} = 1,5 \cdot G_{cad} \cdot \frac{\frac{L_{cad}}{2}}{H_l} = 8,3 daN$$

Fuerza desequilibrada en dirección Y-Y

$$F_{desYYR} = \frac{\left(\frac{G_c}{2} + G_{cad}\right) \cdot \left(2m + \frac{0,5 \cdot L_{vig}}{2}\right) + \frac{G_{vig}}{2} \cdot \frac{L_{vig}}{2}}{H_l} = 209,1 daN$$

Fuerza desequilibrada en dirección X-X

$$F_{desXXR} = G_{ctR} + G_{cadR} = 11 daN$$

Fuerza del viento sobre la viga

$$F_{wvigR} = 0,5 \cdot F_{wvig} \cdot \frac{H_1}{H_l} = 152 daN$$

Valor en el eje X-X.

Cargas de servicio

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIA} = F_{YY} + F_{desYYR} = 800,2 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UA} = T_V \cdot C_c + T_{Vgh} + F_{desXXR} + F_{wvigR} = 2473,6 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UA}}{8}\right)^2} = 505,7 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones unilaterales de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIB} = F_{desYYR} = 209,1 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UB} = T_{II} \cdot C_c + T_{IIgh} + F_{desXXR} = 4266,2 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IB} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIB}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UB}}{8}\right)^2} = 543,4 daN$$

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Carga del viento perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la

semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

No se considera por no producirse hielo en la zona.

Cargas de construcción y mantenimiento

a) Peso propio. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 en cualquiera de los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Sobrecarga adicional de montaje. Tiro de todos los conductores correspondientes a la tracción de tensado considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1,5. No se considera viento.

La norma indica un valor de sobrecarga adicional de montaje para estructuras de retención en líneas de 132kV, igual a $G_{ad} = 320daN$.

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIA} = 2,5 \cdot F_{desYYR} + G_{ad} = 842,7daN$$

– Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UIA} = 1,5 \cdot (T_V \cdot C_c + T_{Vgh}) + 2,5 \cdot F_{desXXR} = 3493,4daN$$

– Tiro resultante

$$T_{IIA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UIA}}{8}\right)^2} = 606,8daN$$

Cargas de contención de falla

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Eliminación de una cualquiera o varias tracciones en el estado de mayor sollicitación. No se considera la carga de viento.

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIIA} = F_{desYYR} = 209,1daN$$

– Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UIIA} = T_{II} \cdot \frac{H_1 + \frac{H_2}{2}}{H_l} + T_{IIgh} + F_{desXXR} = 4266,2daN$$

– Tiro resultante

$$T_{III A} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIII A}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{uIII A}}{8}\right)^2} = 543,4 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro de todos los conductores e cable de guardia correspondientes a la tracción en el estado de mayor sollicitación. Cargas inerciales y desplazamientos relativos de apoyo producidos por el sismo de proyecto. No se considera la carga de viento.

No se considera por no producirse sismos en la zona.

El resumen de las hipótesis se muestra en Tabla 124.

Tabla 124

Resumen de hipótesis de cargas del pórtico de retención de línea

Hipótesis	Carga [daN]
IA	505,7
IB	543,4
IIA	606,8
III A	543,4

La sollicitación máxima sobre las columnas es:

$$S_c = 606,8 daN$$

– Pórticos de barras

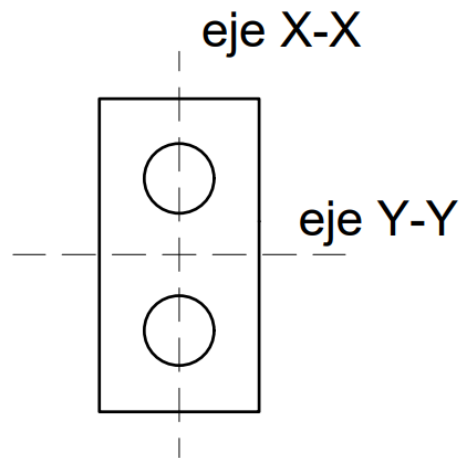
Lós pórticos de barras tendran tres columnas cada uno, diferenciandose estas según las cargas que soportan como: columna central y columnas laterales. Para ambos casos se utilizan estructuras dobles (dos postes unidos por vinculos) que presentan una reducción del tiro según el eje de la siguiente manera:

$$F_{res} = \sqrt{\left(\frac{F_{YY}}{2}\right)^2 + \left(\frac{F_{XX}}{8}\right)^2}$$

Donde la disposición de los ejes es la que se muestra en la Figura 62.

Figura 62

Ejes para el cálculo de los pórticos de barras



Para aprovechar este efecto de reducción, la estructura se coloca de manera tal que el eje X-X sea paralelo con el eje de las barras.

En los cálculos de las cargas en las diferentes hipótesis, se diferenciarán las fuerzas correspondientes a cada eje para posteriormente aplicar la reducción y verificar la estructura como si se tratara de una sola columna.

Los pórticos de barras son estructuras de retención terminal, por esto se utilizan las hipótesis dadas por la norma para ese tipo de estructuras.

Columna central

Cargas reducidas a la cima

A continuación se realiza la reducción individual de algunas fuerzas que se utilizan para el cálculo de las hipótesis.

Coefficiente de reducción a la cima

$$C_c = \frac{H_1 + H_2 + H_3}{H_l} = 2,5$$

Fuerza del viento sobre los conductores reducida a la cima

$$F_{wcondR} = \frac{F_{w3}}{2} \cdot C_c + \frac{F_{w3hg}}{2} = 293,7 daN$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores reducida a la cima

$$F_{waisR} = F_{wais} \cdot C_c = 192,5 daN$$

Fuerzas del viento en dirección Y-Y

$$F_{YY} = F_{wp} + F_{wcondR} + F_{waisR} = 1108,5 daN$$

Peso de los conductores reducido a la cima

$$G_{ctR} = 3 \cdot \frac{G_c}{2} \cdot \frac{L_{cad}}{H_l} = 13,2 daN$$

Peso de las cadenas de retención reducido a la cima

$$G_{cadR} = 3 \cdot G_{cad} \cdot \frac{\frac{L_{cad}}{2}}{H_l} = 13,8 daN$$

Fuerza desequilibrada en dirección X-X

$$F_{desXXR} = G_{ctR} + G_{cadR} = 27 daN$$

Fuerza del viento sobre la viga

$$F_{wvigR} = F_{wvig} \cdot \frac{H_1}{H_l} = 316,7 daN$$

Valor en el eje X-X.

Cargas de servicio

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

– Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIA} = F_{YY} = 1108,5 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UA} = T_V \cdot C_c + T_{Vgh} + F_{desXXR} + F_{wvigR} = 4701,5 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UA}}{8}\right)^2} = 807,8 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones unilaterales de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIB} = 0 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UB} = T_{II} \cdot C_c + T_{IIgh} + F_{desXXR} = 7673,9 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IB} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIB}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UB}}{8}\right)^2} = 959,2 daN$$

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Carga del viento perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

No se considera por no producirse hielo en la zona.

Cargas de construcción y mantenimiento

a) Peso propio. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 en cualquiera de los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Sobrecarga adicional de montaje. Tiro de todos los conductores correspondientes a la tracción de tensado considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1,5. No se considera viento.

La norma indica un valor de sobrecarga adicional de montaje para estructuras de retención en líneas de 132kV, igual a $G_{ad} = 320 daN$.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIA} = G_{ad} = 320 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UIA} = 1,5 \cdot (T_V \cdot C_c + T_{Vgh}) + 2,5 \cdot F_{desXXR} = 6604,2 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IIA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UIA}}{8}\right)^2} = 840,9 daN$$

Cargas de contención de falla

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Eliminación de una cualquiera o varias tracciones en el estado de mayor sollicitación. No se considera la carga de viento.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIIA} = 0 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UIIA} = T_{II} \cdot \frac{H_1 + H_2}{H_l} + T_{IIgh} + F_{desXXR} = 5346,7 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IIIA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UIIA}}{8}\right)^2} = 668,3 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro de todos los conductores e cable de guardia correspondientes a la tracción en el estado de mayor sollicitación. Cargas inerciales y desplazamientos relativos de apoyo producidos por el sismo de proyecto. No se considera la carga de viento.

No se considera por no producirse sismos en la zona.

El resumen de las hipótesis se muestra en Tabla 125.

Tabla 125

Resumen de hipótesis de cargas de la columna central de los pórticos de barras

Hipótesis	Carga [daN]
IA	807,8
IB	959,2
IIA	840,9
IIIA	668,3

La sollicitación máxima sobre la columna central es:

$$S_{ccent} = 959,2daN$$

Columna lateral

Cargas reducidas a la cima

A continuación se realiza la reducción individual de algunas fuerzas que se utilizan para el cálculo de las hipótesis.

Coefficiente de reducción a la cima

$$C_c = \frac{H_1 + \frac{H_2}{2}}{H_l} = 1,25$$

Fuerza del viento sobre los conductores reducida a la cima

$$F_{wcondR} = \frac{F_{w3}}{2} \cdot C_c + \frac{F_{w3hg}}{2} = 169daN$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores reducida a la cima

$$F_{waisR} = F_{wais} \cdot C_c = 96,3daN$$

Fuerzas del viento en dirección Y-Y

$$F_{YY} = F_{wp} + F_{wcondR} + F_{waisR} = 887,6daN$$

Peso de los conductores reducido a la cima

$$G_{ctR} = 1,5 \cdot \frac{G_c}{2} \cdot \frac{L_{cad}}{H_l} = 6,6 daN$$

Peso de las cadenas de retención reducido a la cima

$$G_{cadR} = 1,5 \cdot G_{cad} \cdot \frac{\frac{L_{cad}}{2}}{H_l} = 6,9 daN$$

Fuerza desequilibrada en dirección Y-Y

$$F_{desYYR} = \frac{\left(\frac{G_c}{2} + G_{cad}\right) \cdot \left(2m + \frac{0,5 \cdot L_{vig}}{2}\right) + \frac{G_{vig}}{2} \cdot \frac{L_{vig}}{2}}{H_l} = 181,8 daN$$

Fuerza desequilibrada en dirección X-X

$$F_{desXXR} = G_{ctR} + G_{cadR} = 13,5 daN$$

Fuerza del viento sobre la viga

$$F_{wvigR} = \frac{F_{wvig}}{2} \cdot \frac{H_1}{H_l} = 158,3 daN$$

Valor en el eje X-X.

Cargas de servicio

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIA} = F_{YY} + F_{desYYR} = 1069,5 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lIA} = T_V \cdot C_c + T_{Vgh} + F_{desXXR} + F_{wvigR} = 2561,1 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UA}}{8}\right)^2} = 623,2daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones unilaterales de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIB} = F_{desYYR} = 181,8daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UB} = T_{II} \cdot C_c + T_{IIgh} + F_{desXXR} = 4169,6daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IB} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIB}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{UB}}{8}\right)^2} = 529,1daN$$

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Carga del viento perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

No se considera por no producirse hielo en la zona.

Cargas de construcción y mantenimiento

a) Peso propio. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 en cualquiera de los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Sobrecarga adicional de montaje. Tiro de todos los conductores correspondientes a la tracción de tensado considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1,5. No se considera viento.

La norma indica un valor de sobrecarga adicional de montaje para estructuras de retención en líneas de 132kV, igual a $G_{ad} = 320daN$.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIA} = 2,5 \cdot F_{desYYR} + G_{ad} = 774,6daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{IIIA} = 1,5 \cdot (T_V \cdot C_c + T_{Vgh}) + 2,5 \cdot F_{desXXR} = 3617,7 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IIIA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{IIIA}}{8}\right)^2} = 595,4 daN$$

Cargas de contención de falla

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Eliminación de una cualquiera o varias tracciones en el estado de mayor sollicitación. No se considera la carga de viento.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIIA} = F_{desYYR} = 181,8 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{IIIA} = T_{II} \cdot \frac{H_1 + \frac{H_2}{2}}{H_l} + T_{IIgh} + F_{desXXR} = 4169,6 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IIIA} = \sqrt{\left(\frac{T_{tIIIA}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{IIIA}}{8}\right)^2} = 529,1 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro de todos los conductores e cable de guardia correspondientes a la tracción en el estado de mayor sollicitación. Cargas inerciales y desplazamientos relativos de apoyo producidos por el sismo de proyecto. No se considera la carga de viento.

No se considera por no producirse sismos en la zona.

El resumen de las hipótesis se muestra en Tabla 126.

Tabla 126

Resumen de hipótesis de cargas de las columnas laterales de los pórticos de barras

Hipótesis	Carga [daN]
IA	623,2
IB	529,1
IIA	595,4
IIIA	529,1

La sollicitación máxima sobre las columnas laterales es:

$$S_{clat} = 604,3daN$$

- Columnas del SPCR de transformadores

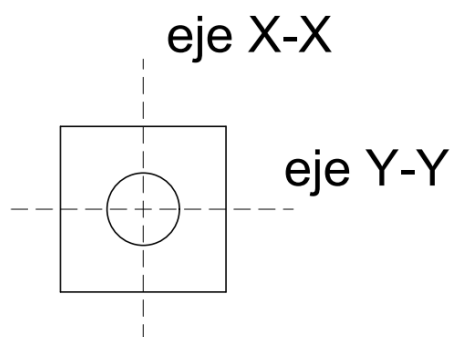
Las columnas del SPCR de transformadores son estructuras simple. La carga resultante sobre las mismas se determina de la siguiente manera:

$$F_{res} = \sqrt{F_{YY}^2 + F_{XX}^2}$$

Donde la disposición de los ejes es la que se muestra en la Figura 63.

Figura 63

Ejes para el cálculo de las columnas del SPCR de transformadores



A fines prácticos no hay diferencia entre los ejes pero para el cálculo se supone que la estructura se coloca de manera tal que el eje X-X sea paralelo con el eje del conductor.

En los cálculos de las cargas en las diferentes hipótesis, se diferenciarán las fuerzas correspondientes a cada eje para posteriormente determinar la fuerza resultante y verificar la estructura.

Las columnas son estructuras de retención terminal, por esto se utilizan las hipótesis dadas por la norma para ese tipo de estructuras.

Cargas reducidas a la cima

A continuación se realiza la reducción individual de algunas fuerzas que se utilizan para el cálculo de las hipótesis.

Fuerzas del viento en dirección Y-Y

$$F_{YY} = F_{wp} + \frac{F_{w3hg}}{2} = 308,2 daN$$

Cargas de servicio

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIA} = F_{YY} = 308,2 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lIA} = T_{Vgh} = 420,7 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IA} = \sqrt{T_{tIA}^2 + T_{lIA}^2} = 521,5 daN$$

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones unilaterales de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIB} = 0 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UB} = T_{Igh} = 751daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IB} = \sqrt{T_{tIB}^2 + T_{UB}^2} = 751daN$$

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Carga del viento perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

No se considera por no producirse hielo en la zona.

Cargas de construcción y mantenimiento

a) Peso propio. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 en cualquiera de los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Sobrecarga adicional de montaje. Tiro de todos los conductores correspondientes a la tracción de tensado considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1,5. No se considera viento.

La norma indica un valor de sobrecarga adicional de montaje para estructuras de retención en líneas de 132kV, igual a $G_{ad} = 320daN$.

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tIIA} = G_{ad} = 320daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{UIA} = 1,5 \cdot T_{Vgh} = 631,1daN$$

- Tiro resultante

$$T_{IIA} = \sqrt{T_{tIIA}^2 + T_{UIA}^2} = 707,6daN$$

Cargas de contención de falla

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Eliminación de una cualquiera o varias tracciones en el estado de mayor sollicitación. No se considera la carga de viento.

No se considera por tener un solo conductor.

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro de todos los conductores e cable de guardia correspondientes a la tracción en el estado de mayor sollicitación. Cargas inerciales y desplazamientos relativos de apoyo producidos por el sismo de proyecto. No se considera la carga de viento.

No se considera por no producirse sismos en la zona.

El resumen de las hipótesis se muestra en Tabla 127.

Tabla 127

Resumen de hipótesis de cargas de las columnas laterales del SPCR de transformadores

Hipótesis	Carga [daN]
IA	521,5
IB	751
IIA	707,6

La sollicitación máxima sobre las columnas es:

$$S_c = 751 daN$$

4.2.5. Factorización de cargas y de resistencias

Para verificar que las estructuras soporten las cargas a las que están sometidas, se aplica el método de factorización de cargas y de resistencias. Este consiste en aplicar coeficientes para mayorar los efectos de las cargas según el tipo e importancia de las estructuras y otros para minorar la resistencias de las mismas. Luego de esto se debe verificar que se cumpla la siguiente condición:

$$K_E \cdot K_C \cdot S \leq \varphi \cdot R_c$$

Donde:

K_E : factor de carga estructural. Contempla el apartamiento de la estructura real respecto al modelo ideal de cálculo y los recaudos constructivos.

K_C : factor de carga por colapso. Tiene en cuenta el tipo de estructura y el daño que produciría la falla de dicha estructura.

φ : factor global de resistencia estructural. Depende del tipo de solicitaciones a las que esta sometida el elemento estructural y del material con el que está construido el mismo.

S : es la solicitación máxima actuante.

R_C : resistencia característica o nominal de la estructura.

Condición de servicialidad

Además de la verificación a solicitaciones últimas, se pretende verificar las estructuras para limitar los daños producidos por solicitaciones de servicio cuasi-permanentes (a temperatura media anual) con valores que son inferiores a la solicitación última factorizada.

Con este fin se establece una carga de frecuencia normal F_N cuyo valor debe verificar la siguiente condición:

$$F_N < 0,4 \cdot R_C$$

- Columna de retención angular

A continuación se determinan los coeficientes para el método de factorización de cargas.

Factor de carga estructural: $K_E = 1$

Se considera que el fabricante realiza ensayos.

Factor de carga por colapso: $K_C = 1,2$

Valor correspondiente a retenciones angulares y terminales de línea.

Factor global de resistencia estructural: $\varphi = 0,7$

Valor correspondiente a estructuras triples.

Cargas mayoradas

$$K_E \cdot K_C \cdot S_c = 1187,5 daN$$

Resistencia minorada

$$R_c \cdot \varphi = 1260 daN$$

Verificación:

$$K_E \cdot K_C \cdot S_c < R_c \cdot \varphi \text{ VERIFICA}$$

Condición de servicialidad

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tCC} = |F_{1YY5} - F_{2YY5}| + |G_{ct1YYR} - G_{ct2YYR}| = 2,3 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lCC} = F_{1XX5} + F_{2XX5} + G_{ct1XXR} + G_{ct2XXR} + 2 \cdot G_{cadtXXR} = 5405,8 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{CC} = \sqrt{\left(\frac{T_{tCC}}{10}\right)^2 + \left(\frac{T_{lCC}}{10}\right)^2} = 540,6 daN$$

Frecuencia normal

$$F_N = T_{CC} = 540,6 daN$$

Resistencia minorada

$$0,4 \cdot R_c = 720 daN$$

Verificación:

$$F_N < 0,4 \cdot R_c \text{ VERIFICA}$$

- Pórtico de retención terminal de línea

A continuación se determinan los coeficientes para el método de factorización de cargas.

Factor de carga estructural: $K_E = 1$

Se considera que el fabricante realiza ensayos.

Factor de carga por colapso: $K_C = 1,2$

Valor correspondiente a retenciones angulares y terminales de línea.

Factor global de resistencia estructural: $\varphi = 0,75$

Valor correspondiente a estructuras dobles.

Cargas mayoradas

$$K_E \cdot K_C \cdot S_c = 728,2 daN$$

Resistencia minorada

$$R_c \cdot \varphi = 1125 daN$$

Verificación:

$$K_E \cdot K_C \cdot S_c < R_c \cdot \varphi \text{ VERIFICA}$$

Condición de servicialidad

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tCC} = F_{desYYR} = 209,1 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lCC} = T_V \cdot C_c + T_{Vhg} + F_{desXXR} = 2321,6 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{CC} = \sqrt{\left(\frac{T_{tCC}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{lCC}}{8}\right)^2} = 308,5 daN$$

Frecuencia normal

$$F_N = T_{CC} = 308,5 daN$$

Resistencia minorada

$$0,4 \cdot R_c = 600 daN$$

Verificación:

$$F_N < 0,4 \cdot R_c \text{ VERIFICA}$$

Viga

Se calcula la resistencia mínima que deben tener la viga en todos sus ejes para contemplar la condición de servicialidad, más la acción del viento.

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$R_{CminX} = \frac{T_V}{0,4} + F_{wvig} = 4317,1 daN$$

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$R_{CminY} = F_{w3} + F_{wais} = 146,1 daN$$

- Carga vertical (eje Z-Z)

$$R_{CminZ} = \frac{3 \cdot G_c + 3 \cdot G_{cad}}{0,4} = 648,5 daN$$

- Pórticos de barras

A continuación se determinan los coeficientes para el método de factorización de cargas.

Factor de carga estructural: $K_E = 1$

Se considera que el fabricante realiza ensayos.

Factor de carga por colapso: $K_C = 1,2$

Valor correspondiente a retenciones angulares y terminales de línea.

Factor global de resistencia estructural: $\varphi = 0,75$

Valor correspondiente a estructuras dobles.

Columna central

Cargas mayoradas

$$K_E \cdot K_C \cdot S_{ccent} = 1151,1 daN$$

Resistencia minorada

$$R_c \cdot \varphi = 1800 daN$$

Verificación:

$$K_E \cdot K_C \cdot S_{ccent} < R_c \cdot \varphi \text{ VERIFICA}$$

Condición de servicialidad

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tcc} = 0 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lcc} = T_V \cdot C_c + T_{vhg} + F_{desXXR} = 4384,8 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{CC} = \sqrt{\left(\frac{T_{tcc}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{lcc}}{8}\right)^2} = 548,1 daN$$

Frecuencia normal

$$F_N = T_{CC} = 548,1 daN$$

Resistencia minorada

$$0,4 \cdot R_c = 960 daN$$

Verificación:

$$F_N < 0,4 \cdot R_c \text{ VERIFICA}$$

Columnas laterales**Cargas mayoradas**

$$K_E \cdot K_C \cdot S_{clat} = 747,9 daN$$

Resistencia minorada

$$R_c \cdot \varphi = 1800 daN$$

Verificación:

$$K_E \cdot K_C \cdot S_{clat} < R_c \cdot \varphi \text{ VERIFICA}$$

Condición de servicialidad

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tCC} = F_{desYR} = 181,8 daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lCC} = T_V \cdot C_c + T_{Vhg} + F_{desXR} = 2402,8 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{CC} = \sqrt{\left(\frac{T_{tCC}}{2}\right)^2 + \left(\frac{T_{lCC}}{8}\right)^2} = 313,8 daN$$

Frecuencia normal

$$F_N = T_{CC} = 313,8 daN$$

Resistencia minorada

$$0,4 \cdot R_c = 960 daN$$

Verificación:

$$F_N < 0,4 \cdot R_c \text{ VERIFICA}$$

Vigas

Se calcula la resistencia mínima que deben tener las vigas en todos sus ejes para contemplar la condición de servicialidad, más la acción del viento.

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$R_{cminX} = \frac{T_V}{0,4} + F_{wvig} = 4317,1 daN$$

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$R_{CminY} = F_{w3} + F_{wais} = 276,4daN$$

- Carga vertical (eje Z-Z)

$$R_{CminZ} = \frac{3 \cdot G_c + 3 \cdot G_{cad}}{0,4} = 952,2daN$$

- Columnas del SPCR de transformadores

A continuación se determinan los coeficientes para el método de factorización de cargas.

Factor de carga estructural: $K_E = 1$

Se considera que el fabricante realiza ensayos.

Factor de carga por colapso: $K_C = 1,2$

Valor correspondiente a retenciones angulares y terminales de línea.

Factor global de resistencia estructural: $\varphi = 0,9$

Valor correspondiente a estructuras simples.

Cargas mayoradas

$$K_E \cdot K_C \cdot S_c = 901,2daN$$

Resistencia minorada

$$R_c \cdot \varphi = 1350daN$$

Verificación:

$$K_E \cdot K_C \cdot S_c < R_c \cdot \varphi \text{ VERIFICA}$$

Condición de servicialidad

- Carga transversal (eje Y-Y)

$$T_{tCC} = 0daN$$

- Carga longitudinal (eje X-X)

$$T_{lcc} = T_{vhg} = 420,7 daN$$

- Tiro resultante

$$T_{cc} = \sqrt{T_{tcc}^2 + T_{lcc}^2} = 420,7 daN$$

Frecuencia normal

$$F_N = T_{cc} = 420,7 daN$$

Resistencia minorada

$$0,4 \cdot R_c = 600 daN$$

Verificación:

$$F_N < 0,4 \cdot R_c \text{ VERIFICA}$$

4.3. Cálculo de fundaciones

Para las fundaciones de las estructuras se aplica, siempre que el suelo lo permita, el método sulzberger para el dimensionamiento de las mismas.

Método Sulzberger

Se basa sobre un principio, verificado experimentalmente, que establece que: para inclinaciones limitadas del conjunto soporte-fundación, en un ángulo α respecto a la vertical tal que $\tan \alpha \leq 0,015$, el terreno se comporta en forma elástica. De esta manera se obtiene, además de la reacción del fondo de la fundación, una reacción de las paredes verticales.

Este método plantea que los momentos que se oponen a la inclinación de la fundación son:

- Momento de encastramiento (M_s): es debido a la fricción entre el hormigón y la tierra a lo largo de las paredes verticales normales a la fuerza actuante.
- Momento de fondo (M_b): es debido a la reacción de fondo de la excavación provocada por las cargas verticales.

Para verificar que los momento M_s y M_b son suficientes para mantener erguida la estructura en contra de la acción del momento de vuelco M_v , producido por la sollicitación última en cada caso, se debe cumplir:

$$K_C \cdot M_v < \varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b$$

Donde:

K_C : factor de carga que depende del tipo e importancia de la estructura.

φ_v : factor de resistencia al vuelco. $\varphi_v = 1/K_V$.

K_V : factor de vuelco.

$$\text{Si } \frac{M_s}{M_b} \leq 1: K_V = 1,45 - 0,9 \cdot \left(\frac{M_s}{M_b}\right) + 0,45 \cdot \left(\frac{M_s}{M_b}\right)^2$$

$$\text{Si } \frac{M_s}{M_b} > 1: K_V = 1$$

Características del suelo

Se deben conocer las características mecánicas del suelo sobre el que ejerce fuerzas la estructura, estas son:

- Coeficientes de compresibilidad del suelo

Representan la fuerza en daN que aplicada sobre una superficie de $1cm^2$ provoca un hundimiento de $1cm$. Siendo el correspondiente a las paredes de la fundación C_t y el del fondo de la fundación C_b .

Para el tipo de suelo de la ubicación de la ET se adoptan los valores:

$$C_b = 5 \frac{daN}{cm^3} \text{ a una profundidad de } 2m.$$

Como se considera que varía linealmente en las cercanías, se puede corregir para la profundidad de la estructura como:

$$C'_b = C_b \cdot \frac{T_{fund}}{2m}$$

Y para el coeficiente de compresibilidad del fondo se puede adoptar:

$$C_t = 1,1 \cdot C'_b$$

- Coeficiente de fricción entre el terreno y el hormigón

Para el tipo de suelo de la ET es:

$$\mu = 0,5$$

- Presión admisible

Es el valor de presión al que puede ser sometido el suelo sin romperse. Para el tipo de suelo de la ET es:

$$\sigma_{adm} = 2,2 \frac{daN}{cm^2}$$

Se debe verificar en cada fundación que:

- ❖ En el centro del cimiento:

$$q_m \leq \varphi_c \cdot \sigma_{adm}$$

- ❖ En el borde del cimiento:

$$q_b \leq 1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm}$$

Donde:

q_m : es la presión vertical centrada [daN/cm^2].

q_b : es la presión de borde [daN/cm^2].

φ_c : coeficiente de minoración por resistencia al hundimiento ($\varphi_c = 0,5$).

Para llevar a cabo la obra se deben realizar los estudios de suelos pertinentes, para validar los cálculos y dimensiones definidas en este trabajo.

- Columna de retención angular

Dimensiones de las fundaciones

Se utiliza una fundación cuadrada, cuyas dimensiones son:

- Ancho de la fundación (A_{fund})

Debe contemplar los agujeros para las columnas, el espacio entre estas y el espesor de las paredes, donde:

$$\text{Diámetro de las columnas en la base: } D_{base} = D_{cima} + 1,5 \frac{cm}{m} \cdot H_{poste} = 50cm$$

$$\text{Diámetro del agujero de la fundación: } D_{agujero} = D_{base} + 0,1m = 0,6m$$

$$\text{Espesor mínimo de la pared: } E = 0,2m$$

Luego el ancho de la fundación es:

$$A_{fund} = 2 \cdot E + 0,3 + 0,04 \cdot H_l + 2 \cdot D_{agujero} = 2,46m$$

Se adopta:

$$A_{fund} = 2,6m$$

- Largo de la fundación (B_{fund})

Por se una fundación cuadrada, el largo es igual al ancho.

$$B_{fund} = A_{fund} = 2,6m$$

- Profundidad de la fundación (T_{fund})

Debe contemplar la profundidad del empotramiento de la columna y el espesor de las paredes.

$$T_{fund} = H_e + 0,2m = 2,24m$$

Se adopta:

$$T_{fund} = 2,4m$$

Se debe verificar que el espesor del hormigón debajo del poste cumpla las siguientes condiciones:

$$0,2m < T_{fund} - H_e = 0,4m \text{ VERIFICA}$$

$$T_{fund} - H_e < \frac{1}{3} \cdot T_{fund} = 0,8m \text{ VERIFICA}$$

– Volumen de la fundación (vol_{fund})

$$vol_{fund} = A_{fund} \cdot B_{fund} \cdot T_{fund} - 3 \cdot \left(\frac{H_e \cdot \pi \cdot D_{agujero}^2}{4} \right) = 14,5m^3$$

Cargas verticales

Se deben conocer las cargas verticales que ejerce el conjunto columnas-fundación sobre el suelo, estas se detallan a continuación.

Peso de la fundación

Se considerando el peso específico del hormigón simple $\gamma_{HS} = 2400 \frac{daN}{m^3}$. Entonces, el peso de la fundación es:

$$G_{fund} = vol_{fund} \cdot \gamma_{HS} = 34784,7daN$$

Peso de los postes

Como las estructuras son triples, se calcula el peso de tres columnas:

$$3 \cdot G_{poste} = 8700daN$$

Peso de conductores y cadenas de aisladores

Soporta tres conductores de fase por vano y un conductor de hilo de guardia del vano 1 y dos del vano 2, de estos se adopta el peso de la mitad del vano, además se deben considerar seis cadenas de aisladores. El peso de este conjunto es:

$$3 \cdot \frac{G_{c1}}{2} + 3 \cdot \frac{G_{c2}}{2} + 6 \cdot G_{cad} + \frac{G_{chg1}}{2} + \frac{2 \cdot G_{chg2}}{2} = 498,8daN$$

Peso de los vínculos

La estructura consta de tres vínculos para unir las columnas y tres ménsulas donde se amarran las cadenas de aisladores, se adopta un peso promedio de estas piezas de:

$$G_{vig} = 500 daN$$

La carga vertical total sobre el suelo de la estructura es:

$$G_{vert} = 46983,4 daN$$

Momentos actuantes

Momento volcador

Es el momento que tiende a volcar la estructura y es producto de las fuerzas que actúan sobre la misma. Se calcula a partir del tiro máximo al que se somete la estructura.

Como es una estructura de retención angular es la fuerza resultante del tiro máximo de ambos vanos, siendo:

$$T_{max} = \sqrt{(F_{1XX2} + F_{2XX2})^2 + (F_{1YY2} - F_{2YY2})^2} = 9825,9 daN$$

Valor correspondiente al estado de mínima temperatura.

El momento volcador es:

$$M_v = T_{max} \cdot \left(H_l + \frac{2}{3} \cdot T_{fund} \right) = 152891,3 daN \cdot m$$

Momento de encastramiento

El coeficiente de compresibilidad del fondo se corrige para la profundidad de la estructura como:

$$C'_b = C_b \cdot \frac{T_{fund}}{2m} = 6 \frac{daN}{cm^3}$$

Entonces, el coeficiente de compresibilidad de las paredes es:

$$C_t = 1,1 \cdot C'_b = 6,6 \frac{daN}{cm^3}$$

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tng} \alpha_s = \frac{4,5 \cdot \mu \cdot G_{vert}}{A_{fund} \cdot T_{fund}^2 \cdot C_t} = 0,00107 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de encastramiento se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_s = \frac{\sqrt{2} \cdot A_{fund} \cdot T_{fund}^3}{36} \cdot C_t \cdot 0,015 = 139783,1 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momento de fondo

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tng} \alpha_b = \frac{\sqrt{2} \cdot G_{vert}}{A_{fund}^3 \cdot C'_b} = 0,00063 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de fondo se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_b = G_{vert} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot A_{fund} - 0,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot G_{vert}}{C'_b \cdot 0,015}} \right) = 59097,3 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Verificación de momentos

Factor de resistencia al vuelco

Como la relación de momentos es:

$$\frac{M_s}{M_b} = 2,365$$

El factor de vuelco es:

$$K_V = 1$$

Y el factor queda:

$$\varphi_v = \frac{1}{K_V} = 1$$

Factor de carga: $K_C = 1,2$

Por ser de estructura de retención terminal.

Momento de vuelto mayorado

$$K_C \cdot M_v = 183473 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momentos de estructura minorados

$$\varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b = 198880,4 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Verificaión:

$$K_C \cdot M_v < \varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b \text{ VERIFICA}$$

Verificación del suelo**Presión vertical centrada**

$$q_m = \frac{G_{vertclat}}{A_{fund} \cdot B_{fund}} = 0,695 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Presión de borde

$$q_b = \sqrt[3]{3 \cdot G_{vert} \cdot C'_b{}^2 \cdot \text{tng} \alpha_b^2} = 1,263 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Presión admisible en el centro del cimiento

$$\varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,1 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Verificación:

$$q_m < \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

Presión admisible en el borde del cimiento

$$1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,43 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Verificación:

$$q_b < 1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

- Pórtico de retención terminal de línea

Dimensiones de las fundaciones

Se utiliza una fundación rectangular, cuyas dimensiones son:

- Ancho de la fundación (A_{fund})

Debe contemplar los agujeros para las columnas, el espacón entre estas y el espesor de las paredes, donde:

$$\text{Diámetro de las columnas en la base: } D_{base} = D_{cima} + 1,5 \frac{cm}{m} \cdot H_{poste} = 43cm$$

$$\text{Diámetro del agujero de la fundación: } D_{agujero} = D_{base} + 0,1m = 0,53m$$

Se adopta:

$$D_{agujero} = 0,55m$$

$$\text{Espesor mínimo de la pared: } E = 0,2m$$

Luego el ancho de la fundación es:

$$A_{fund} = 2 \cdot E + 0,3 + 0,04 \cdot H_l + 2 \cdot D_{agujero} = 2,2m$$

Se adopta:

$$A_{fund} = 2,4m$$

- Largo de la fundación (B_{fund})

Debe contemplar un agujero para la columna y el espesor de las paredes.

$$B_{fund} = D_{agujero} + 2 \cdot E = 0,95m$$

Se adopta:

$$B_{fund} = 1,3m$$

- Profundidad de la fundación (T_{fund})

Debe contemplar la profundidad del empotramiento de la columna y el espesor de las paredes.

$$T_{fund} = H_e + 0,2m = 2,2m$$

Se adopta:

$$T_{fund} = 2,4m$$

Se debe verificar que el espesor del hormigón debajo del poste cumpla las siguientes condiciones:

$$0,2m < T_{fund} - H_e = 0,4m \text{ VERIFICA}$$

$$T_{fund} - H_e < \frac{1}{3} \cdot T_{fund} = 0,8m \text{ VERIFICA}$$

– Volumen de la fundación (vol_{fund})

$$vol_{fund} = A_{fund} \cdot B_{fund} \cdot T_{fund} - 2 \cdot \left(\frac{H_e \cdot \pi \cdot D_{agujero}^2}{4} \right) = 6,538m^3$$

Cargas verticales

Se deben conocer las cargas verticales que ejerce el conjunto columnas-fundación sobre el suelo, estas se detallan a continuación.

Peso de la fundación

Se considerando el peso específico del hormigón simple $\gamma_{HS} = 2400 \frac{daN}{m^3}$. Entonces, el peso de la fundación es:

$$G_{fund} = vol_{fund} \cdot \gamma_{HS} = 15690,4daN$$

Peso de los postes

Como las estructuras son dobles, se calcula el peso de dos columnas:

$$2 \cdot G_{poste} = 3540daN$$

Peso de conductores y cadenas de aisladores

Soporta un conductor y medio de fase y un conductor de hilo de guardia y de estos la mitad del vano, además se deben considerar una y media cadenas de aisladores. El peso de este conjunto es:

$$1,5 \cdot \frac{G_c}{2} + 1,5 \cdot G_{cad} + \frac{G_{chg}}{2} = 118,2 daN$$

Peso de los vínculos

La estructura consta de tres vínculos para unir las columnas y una ménsula donde se sujeta la viga, se adopta un peso promedio de estas piezas de:

$$G_{vig} = 300 daN$$

Peso de la viga

Soporta el peso de media viga:

$$G_{vig} = 350 daN$$

La carga vertical total sobre el suelo es:

$$G_{vert} = 20898,6 daN$$

Momentos actuantes

Momento volcador

Es el momento que tiende a volcar la estructura y es producto de las fuerzas que actúan sobre la misma. Se calcula a partir del tiro máximo al que se somete la estructura.

Como es una estructura de retención terminal, es la fuerza resultante del tiro máximo del vano, siendo:

$$T_{max} = T_{II} \cdot C_c + T_{IIhg} = 4255,2 daN$$

Valor correspondiente al estado de mínima temperatura.

El momento volcador es:

$$M_v = T_{max} \cdot \left(H_l + \frac{2}{3} \cdot T_{fund} \right) = 49360,4 daN \cdot m$$

Momento de encastramiento

El coeficiente de compresibilidad del fondo se corrige para la profundidad de la estructura como:

$$C'_b = C_b \cdot \frac{T_{fund}}{2m} = 6 \frac{daN}{cm^3}$$

Entonces, el coeficiente de compresibilidad de las paredes es:

$$C_t = 1,1 \cdot C'_b = 6,6 \frac{daN}{cm^3}$$

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tng} \alpha_s = \frac{6 \cdot \mu \cdot G_{vert}}{B_{fund} \cdot T_{fund}^2 \cdot C_t} = 0,00127 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de encastramiento se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_s = \frac{B_{fund} \cdot T_{fund}^3}{36} \cdot C_t \cdot 0,015 = 49420,8 daN \cdot m$$

Momento de fondo

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tng} \alpha_b = \frac{2 \cdot G_{vert}}{A_{fund}^2 \cdot B_{fund} \cdot C'_b} = 0,00093 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de fondo se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_b = G_{vert} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot A_{fund} - 0,47 \cdot \sqrt{\frac{G_{vert}}{B_{fund} \cdot C'_b \cdot 0,015}} \right) = 20927,1 daN \cdot m$$

Verificación de momentos

Factor de resistencia al vuelco

Como la relación de momentos es:

$$\frac{M_s}{M_b} = 2,362$$

El factor de vuelco es:

$$K_V = 1$$

Y el factor queda:

$$\varphi_v = \frac{1}{K_V} = 1$$

Factor de carga: $K_C = 1,2$

Por ser de estructura de retención terminal.

Momento de vuelco mayorado

$$K_C \cdot M_v = 59232,5 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momentos de estructura minorados

$$\varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b = 70347,9 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Verificación:

$$K_C \cdot M_v < \varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b \quad \text{VERIFICA}$$

Verificación del suelo

Presión vertical centrada

$$q_m = \frac{G_{vert}}{A_{fund} \cdot B_{fund}} = 0,67 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Presión de borde

$$q_b = \sqrt{\frac{2 \cdot G_{vert} \cdot C'_b \cdot \operatorname{tng} \alpha_b}{B_{fund}}} = 1,34 \frac{daN}{cm^2}$$

Presión admisible en el centro del cimiento

$$\varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,1 \frac{daN}{cm^2}$$

Verificación:

$$q_m < \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

Presión admisible en el borde del cimiento

$$1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,43 \frac{daN}{cm^2}$$

Verificación:

$$q_b < 1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

- Pórticos de barra

Dimensiones de las fundaciones**Columna central**

Se utiliza una fundación cuadrada, cuyas dimensiones son:

- Ancho de la fundación (A_{fund})

Debe contemplar los agujeros para las columnas, el espacón entre estas y el espesor de las paredes, donde:

$$\text{Diámetro de las columnas en la base: } D_{base} = D_{cima} + 1,5 \frac{cm}{m} \cdot H_{poste} = 49cm$$

$$\text{Diámetro del agujero de la fundación: } D_{agujero} = D_{base} + 0,1m = 0,59m$$

Se adopta:

$$D_{\text{agujero}} = 0,6m$$

Espesor mínimo de la pared: $E = 0,2m$

Luego el ancho de la fundación es:

$$A_{\text{fund}} = 2 \cdot E + 0,3 + 0,04 \cdot H_l + 2 \cdot D_{\text{agujero}} = 2,38m$$

Se adopta:

$$A_{\text{fund}} = 2,4m$$

- Largo de la fundación (B_{fund})

Por se una fundación cuadrada:

$$B_{\text{fund}} = A_{\text{fund}} = 2,4m$$

- Profundidad de la fundación (T_{fund})

Debe contemplar la profundidad del empotramiento de la columna y el espesor de las paredes.

$$T_{\text{fund}} = H_e + 0,2m = 2,2m$$

Se adopta:

$$T_{\text{fund}} = 2,3m$$

Se debe verificar que el espesor del hormigón debajo del poste cumpla las siguientes condiciones:

$$0,2m < T_{\text{fund}} - H_e = 0,3m \text{ VERIFICA}$$

$$T_{\text{fund}} - H_e < \frac{1}{3} \cdot T_{\text{fund}} = 0,767m \text{ VERIFICA}$$

- Volumen de la fundación (vol_{fund})

$$vol_{\text{fundccent}} = A_{\text{fund}} \cdot B_{\text{fund}} \cdot T_{\text{fund}} - 2 \cdot \left(\frac{H_e \cdot \pi \cdot D_{\text{agujero}}^2}{4} \right) = 12,117m^3$$

Columna lateral

Se utiliza una fundación rectangular, cuyas dimensiones son:

- Ancho de la fundación (A_{fund})

Debe contemplar los agujeros para las columnas, el espacón entre estas y el espesor de las paredes, donde:

$$\text{Diámetro de las columnas en la base: } D_{base} = D_{cima} + 1,5 \frac{cm}{m} \cdot H_{poste} = 49cm$$

$$\text{Diámetro del agujero de la fundación: } D_{agujero} = D_{base} + 0,1m = 0,59m$$

Se adopta:

$$D_{agujero} = 0,6m$$

$$\text{Espesor mínimo de la pared: } E = 0,2m$$

Luego el ancho de la fundación es:

$$A_{fund} = 2 \cdot E + 0,3 + 0,04 \cdot H_l + 2 \cdot D_{agujero} = 2,38m$$

Se adopta:

$$A_{fund} = 2,4m$$

- Largo de la fundación (B_{fund})

Debe contemplar un agujero para la columna y el espesor de las paredes.

$$B_{fund} = D_{agujero} + 2 \cdot E = 1m$$

Se adopta:

$$B_{fund} = 1,5m$$

- Profundidad de la fundación (T_{fund})

Debe contemplar la profundidad del empotramiento de la columna y el espesor de las paredes.

$$T_{fund} = H_e + 0,2m = 2,2m$$

Se adopta:

$$T_{fund} = 2,3m$$

Se debe verificar que el espesor del hormigón debajo del poste cumpla las siguientes condiciones:

$$0,2m < T_{fund} - H_e = 0,3m \text{ VERIFICA}$$

$$T_{fund} - H_e < \frac{1}{3} \cdot T_{fund} = 0,767m \text{ VERIFICA}$$

– Volumen de la fundación (vol_{fund})

$$vol_{fundclat} = A_{fund} \cdot B_{fund} \cdot T_{fund} - 2 \cdot \left(\frac{H_e \cdot \pi \cdot D_{agujero}^2}{4} \right) = 7,149m^3$$

Cargas verticales

Se deben conocer las cargas verticales que ejerce el conjunto columnas-fundación sobre el suelo, estas se detallan a continuación.

Peso de la fundación

Se considerando el peso específico del hormigón simple $\gamma_{HS} = 2400 \frac{daN}{m^3}$. Entonces, el peso de la fundación es:

Columna central

$$G_{fundccent} = vol_{fund} \cdot \gamma_{HS} = 29080,9daN$$

Columnas laterales

$$G_{fundclat} = vol_{fund} \cdot \gamma_{HS} = 17157,7daN$$

Peso de los postes

Como las estructuras son dobles, se calcula el peso de dos columnas:

$$2 \cdot G_{poste} = 5160daN$$

Peso de conductores y cadenas de aisladores

Columna central

Soporta tres conductores de fase y un conductor de hilo de guardia y de estos la mitad del vano, además se deben considerar tres cadenas de aisladores. El peso de este conjunto es:

$$3 \cdot \frac{G_c}{2} + 3 \cdot G_{cad} + \frac{G_{chg}}{2} = 301,3 daN$$

Columna lateral

Soporta un conductor y medio de fase y un conductor de hilo de guardia y de estos la mitad del vano, además se deben considerar una y media cadenas de aisladores. El peso de este conjunto es:

$$1,5 \cdot \frac{G_c}{2} + 1,5 \cdot G_{cad} + \frac{G_{chg}}{2} = 157,3 daN$$

Peso de la viga

Columna central

Soporta el peso de una viga:

$$G_{vig} = 700 daN$$

Columna lateral

Soporta el peso de media viga:

$$G_{vig} = 350 daN$$

La carga vertical total sobre el suelo de la columna central es:

$$G_{vertcent} = 36442,1 daN$$

La carga vertical total sobre el suelo de la columna lateral es:

$$G_{vertlat} = 24024,9 daN$$

Momentos actuantes

Columna central

Momento volcador

Es el momento que tiende a volcar la estructura y es producto de las fuerzas que actúan sobre la misma. Se calcula a partir del tiro máximo al que se somete la estructura.

Como es una estructura de retención terminal, es la fuerza resultante del tiro máximo del vano, siendo:

$$T_{max} = T_{II} \cdot C_c + T_{IIIg} = 7646,9 daN$$

Valor correspondiente al estado de mínima temperatura.

El momento volcador es:

$$M_v = T_{max} \cdot \left(H_l + \frac{2}{3} \cdot T_{fund} \right) = 103488,4 daN \cdot m$$

Momento de encastramiento

El coeficiente de compresibilidad del fondo se corrige para la profundidad de la estructura como:

$$C'_b = C_b \cdot \frac{T_{fund}}{2m} = 5,75 \frac{daN}{cm^3}$$

Entonces, el coeficiente de compresibilidad de las paredes es:

$$C_t = 1,1 \cdot C'_b = 6,325 \frac{daN}{cm^3}$$

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\text{tng} \alpha_s = \frac{4,5 \cdot \mu \cdot G_{vertcent}}{A_{fund} \cdot T_{fund}^2 \cdot C_t} = 0,00102 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de encastramiento se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_s = \frac{\sqrt{2} \cdot A_{fund} \cdot T_{fund}^3}{36} \cdot C_t \cdot 0,015 = 108832,6 daN \cdot m$$

Momento de fondo

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tng} \alpha_b = \frac{\sqrt{2} \cdot G_{\text{vertccent}}}{A_{\text{fund}}^3 \cdot C'_b} = 0,00065 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de fondo se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_b = G_{\text{vertccent}} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot A_{\text{fund}} - 0,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot G_{\text{vertccent}}}{C'_b \cdot 0,015}} \right) = 42124,8 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Verificación de momentos

Factor de resistencia al vuelco

Como la relación de momentos es:

$$\frac{M_s}{M_b} = 2,584$$

El factor de vuelco es:

$$K_V = 1$$

Y el factor queda:

$$\varphi_v = \frac{1}{K_V} = 1$$

Factor de carga: $K_C = 1,2$

Por ser de estructura de retención terminal.

Momento de vuelco mayorado

$$K_C \cdot M_v = 124186,1 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momentos de estructura minorados

$$\varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b = 150957,4 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Verificación:

$$K_c \cdot M_v < \varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b \text{ VERIFICA}$$

Verificación del suelo

Presión vertical centrada

$$q_m = \frac{G_{vertcent}}{A_{fund} \cdot B_{fund}} = 0,633 \frac{daN}{cm^2}$$

Presión de borde

$$q_b = \sqrt[3]{3 \cdot G_{vertcent} \cdot C_b'^2 \cdot \text{tng} \alpha_b^2} = 1,15 \frac{daN}{cm^2}$$

Presión admisible en el centro del cimiento

$$\varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,1 \frac{daN}{cm^2}$$

Verificación:

$$q_m < \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

Presión admisible en el borde del cimiento

$$1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,43 \frac{daN}{cm^2}$$

Verificación:

$$q_b < 1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

Columna lateral

Momento volcador

Es el momento que tiende a volcar la estructura y es producto de las fuerzas que actúan sobre la misma. Se calcula a partir del tiro máximo al que se somete la estructura.

Como es una estructura de retención terminal, es la fuerza resultante del tiro máximo del vano, siendo:

$$T_{max} = T_{II} \cdot C_c + T_{IIhg} = 4156,1 daN$$

Valor correspondiente al estado de mínima temperatura.

El momento volcador es:

$$M_v = T_{max} \cdot \left(H_l + \frac{2}{3} \cdot T_{fund} \right) = 56245,8 daN \cdot m$$

Momento de encastramiento

El coeficiente de compresibilidad del fondo se corrige para la profundidad de la estructura como:

$$C'_b = C_b \cdot \frac{T_{fund}}{2m} = 5,75 \frac{daN}{cm^3}$$

Entonces, el coeficiente de compresibilidad de las paredes es:

$$C_t = 1,1 \cdot C'_b = 6,325 \frac{daN}{cm^3}$$

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tg} \alpha_s = \frac{6 \cdot \mu \cdot G_{vertclat}}{B_{fund} \cdot T_{fund}^2 \cdot C_t} = 0,00144 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de encastramiento se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_s = \frac{B_{fund} \cdot T_{fund}^3}{36} \cdot C_t \cdot 0,015 = 48097,7 daN \cdot m$$

Momento de fondo

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tg} \alpha_b = \frac{2 \cdot G_{vertclat}}{A_{fund}^2 \cdot B_{fund} \cdot C'_b} = 0,00097 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de fondo se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_b = G_{vertclat} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot A_{fund} - 0,47 \cdot \sqrt{\frac{G_{vertclat}}{B_{fund} \cdot C'_b \cdot 0,015}} \right) = 23964 daN \cdot m$$

Verificación de momentos

Factor de resistencia al vuelco

Como la relación de momentos es:

$$\frac{M_s}{M_b} = 2,007$$

El factor de vuelco es:

$$K_V = 1$$

Y el factor queda:

$$\varphi_v = \frac{1}{K_V} = 1$$

Factor de carga: $K_C = 1,2$

Por ser de estructura de retención terminal.

Momento de vuelco mayorado

$$K_C \cdot M_v = 67495 daN \cdot m$$

Momentos de estructura minorados

$$\varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b = 72061,7 daN \cdot m$$

Verificación:

$$K_C \cdot M_v < \varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b \quad \text{VERIFICA}$$

Verificación del suelo

Presión vertical centrada

$$q_m = \frac{G_{vertclat}}{A_{fund} \cdot B_{fund}} = 0,667 \frac{daN}{cm^2}$$

Presión de borde

$$q_b = \sqrt{\frac{2 \cdot G_{vertclat} \cdot C'_b \cdot \operatorname{tng} \alpha_b}{B_{fund}}} = 1,335 \frac{daN}{cm^2}$$

Presión admisible en el centro del cimiento

$$\varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,1 \frac{daN}{cm^2}$$

Verificación:

$$q_m < \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

Presión admisible en el borde del cimiento

$$1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,43 \frac{daN}{cm^2}$$

Verificación:

$$q_b < 1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

- Columnas del SPCR de transformadores

Dimensiones de las fundaciones

Se utiliza una fundación cuadrada, cuyas dimensiones son:

- Ancho de la fundación (A_{fund})

Debe contemplar el agujero para la columna y el espesor de las paredes, donde:

$$\text{Diámetro de las columnas en la base: } D_{base} = D_{cima} + 1,5 \frac{cm}{m} \cdot H_{poste} = 46cm$$

Diámetro del agujero de la fundación: $D_{agujero} = D_{base} + 0,1m = 0,56m$

Se adopta:

$$D_{agujero} = 0,6m$$

Espesor mínimo de la pared: $E = 0,2m$

Luego el ancho de la fundación es:

$$A_{fund} = 2 \cdot E + D_{agujero} = 1m$$

- Largo de la fundación (B_{fund})

Por se una fundación cuadrada, el largo es igual al ancho.

$$B_{fund} = A_{fund} = 1m$$

- Profundidad de la fundación (T_{fund})

Debe contemplar la profundidad del empotramiento de la columna y el espesor de las paredes.

$$T_{fund} = H_e + 0,2m = 2,2m$$

Se debe verificar que el espesor del hormigón debajo del poste cumpla las siguientes condiciones:

$$0,2m < T_{fund} - H_e = 0,2m \text{ VERIFICA}$$

$$T_{fund} - H_e < \frac{1}{3} \cdot T_{fund} = 0,733m \text{ VERIFICA}$$

- Volumen de la fundación (vol_{fund})

$$vol_{fund} = A_{fund} \cdot B_{fund} \cdot T_{fund} - \frac{H_e \cdot \pi \cdot D_{agujero}^2}{4} = 1,635m^3$$

Cargas verticales

Se deben conocer las cargas verticales que ejerce el conjunto columnas-fundación sobre el suelo, estas se detallan a continuación.

Peso de la fundación

Se considerando el peso específico del hormigón simple $\gamma_{HS} = 2400 \frac{daN}{m^3}$. Entonces, el peso de la fundación es:

$$G_{fund} = vol_{fund} \cdot \gamma_{HS} = 3922,8 daN$$

La carga vertical total sobre el suelo de la estructura es:

$$G_{vert} = G_{fund} + G_{poste} + \frac{G_{chg}}{2} = 6100,2 daN$$

Momentos actuantes

Momento volcador

Es el momento que tiende a volcar la estructura y es producto de las fuerzas que actúan sobre la misma. Se calcula a partir del tiro máximo al que se somete la estructura.

Como es una estructura de retención es la fuerza resultante del tiro máximo del vanos, siendo:

$$T_{max} = T_{Ithg} = 751 daN$$

Valor correspondiente al estado de mínima temperatura.

El momento volcador es:

$$M_v = T_{max} \cdot \left(H_l + \frac{2}{3} \cdot T_{fund} \right) = 10113,9 daN \cdot m$$

Momento de encastramiento

El coeficiente de compresibilidad del fondo se corrige para la profundidad de la estructura como:

$$C'_b = C_b \cdot \frac{T_{fund}}{2m} = 5,5 \frac{daN}{cm^3}$$

Entonces, el coeficiente de compresibilidad de las paredes es:

$$C_t = 1,1 \cdot C'_b = 6,05 \frac{daN}{cm^3}$$

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tng} \alpha_s = \frac{4,5 \cdot \mu \cdot G_{vert}}{A_{fund} \cdot T_{fund}^2 \cdot C_t} = 0,00047 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de encastramiento se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_s = \frac{\sqrt{2} \cdot A_{fund} \cdot T_{fund}^3}{36} \cdot C_t \cdot 0,015 = 37960,1 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momento de fondo

Se debe verificar que $\tan \alpha < 0,015$:

$$\operatorname{tng} \alpha_b = \frac{\sqrt{2} \cdot G_{vert}}{A_{fund}^3 \cdot C'_b} = 0,00157 \text{ VERIFICA}$$

Entonces, el momento de fondo se obtiene de la siguiente expresión:

$$M_b = G_{vert} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot A_{fund} - 0,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot G_{vert}}{C'_b \cdot 0,015}} \right) = 2467,1 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Verificación de momentos

Factor de resistencia al vuelco

Como la relación de momentos es:

$$\frac{M_s}{M_b} = 15,386$$

El factor de vuelco es:

$$K_V = 1$$

Y el factor queda:

$$\varphi_v = \frac{1}{K_V} = 1$$

Factor de carga: $K_C = 1,2$

Por ser de estructura de retención terminal.

Momento de vuelto mayorado

$$K_C \cdot M_v = 12136,7 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momentos de estructura minorados

$$\varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b = 40427,2 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Verificaión:

$$K_C \cdot M_v < \varphi_v \cdot M_s + \varphi_v \cdot M_b \text{ VERIFICA}$$

Verificación del suelo**Presión vertical centrada**

$$q_m = \frac{G_{vertclat}}{A_{fund} \cdot B_{fund}} = 0,61 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Presión de borde

$$q_b = \sqrt[3]{3 \cdot G_{vert} \cdot C_b'^2 \cdot \text{tng} \alpha_b^2} = 1,108 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Presión admisible en el centro del cimiento

$$\varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,1 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Verificación:

$$q_m < \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

Presión admisible en el borde del cimiento

$$1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} = 1,43 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^2}$$

Verificación:

$$q_b < 1,3 \cdot \varphi_c \cdot \sigma_{adm} \text{ VERIFICA}$$

5. Cálculo de la malla de puesta a tierra

Los cálculos y el diseño del sistema de puesta a tierra se realizan según las recomendaciones y procedimientos de la norma IEEE Std 80-2000.

Paso 1: Datos básicos

Los datos de partida del cálculo de la malla de PAT son las características del sistema y del terreno:

- Corriente de falla a tierra (I_f).
- Resistividad del terreno (ρ_1).

Del cálculo de cortocircuito se determinó que la corriente de cortocircuito monofásica en 132kV es 6,9kA y en 33kV es 9,4kA y la corriente de falla de los descargadores es 10kA. Para cubrir todos los valores de corriente de cortocircuito del sistema, se considera: $I_f = 10kA$.

La resistividad media del suelo en la región que se instala la ET, se puede aproximar: $\rho_1 = 170\Omega \cdot m$, para una profundidad de 1m.

Paso 2: Sección del conductor de tierra

La sección mínima de los conductores de tierra se determina en función de la corriente de falla a tierra, el tiempo de despeje de la falla y de las características del conductor.

El tiempo de despeje de falla se recomienda adoptar entre 0,5 a 1s. Para considerar el caso más desfavorable se adopta: $t_c = 1s$.

El conductor adoptado para la malla de PAT es un conductor comercial de cobre duro. Los datos se obtienen de la norma:

Coeficiente térmico a 20°C de la constante del material conductor: $\alpha_r = 0,00381 \frac{1}{^\circ C}$

Inversa del coeficiente térmico de resistividad a 0°C: $K_o = 242^\circ C$

Temperatura de fusión del material del conductor: $T_m = 1084^\circ C$

Resistividad del conductor a 20°C : $\rho_r = 1,78\mu\Omega \cdot \text{cm}$

Factor de capacidad térmica del conductor: $T_{cap} = 3,42 \frac{\text{J}}{\text{cm}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}}$

Se considera para el cálculo la temperatura ambiente $T_a = 20^{\circ}\text{C}$.

Finalmente la sección se determina de la expresión:

$$A_c = \frac{I_f}{\sqrt{\left(\frac{T_{cap} \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} = 34,92\text{mm}^2$$

La sección nominal inmediatamente superior es 35mm^2 , pero después de realizar los pasos de la norma, se adopta la sección $A_c = 120\text{mm}^2$.

Paso 3: Tensión de contacto y de paso tolerables

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 establecen la tensión de paso máxima admisible E_{paso} y la tensión de contacto máxima admisible E_{cont} . A continuación, se establecen las condiciones y pasos para su cálculo.

Se asume las resistencias de contacto de pies y manos son cero y la resistencia del cuerpo humano $R_B = 1000\Omega$.

En el suelo de la ET se dispone un recubrimiento superficial una capa de roca partida, de espesor $h_s = 0,25\text{m}$, cuya resistividad se asume $\rho_s = 4500\Omega \cdot \text{m}$.

Se debe calcular el factor de reducción C_s de la forma:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0,09} = 0,853$$

La resistencia de los pies en serie es:

$$R_{2fs} = 6 \cdot \rho_s \cdot C_s = 23036,9\Omega$$

La resistencia de los pies en paralelos es:

$$R_{2fp} = 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s = 5759,2\Omega$$

La constante empírica relacionada con la energía tolerada en un choque eléctrico para una persona de $70kg$ es: $k = 0,157$.

La magnitud RMS máxima de la corriente a través del cuerpo para una persona de $70kg$ es:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_c}} = 0,157A$$

Finalmente, la tensión de paso máximo admisible es:

$$E_{paso} = (R_B + R_{2fs}) \cdot I_B = 3773,8V$$

Y, la tensión de contacto máxima admisible es:

$$E_{cont} = (R_B + R_{2fp}) \cdot I_B = 1061,2V$$

Paso 4: Diseño preliminar

Los datos de la malla de PAT son:

Profundidad de la malla de PAT: $h = 0,8m$

Ancho de la malla de PAT: $A_g = 57,5m$

Largo de la malla de PAT: $L_g = 67,5m$

Sección de los conductores de la malla de PAT: $A_c = 120mm^2$

Diámetro de los conductores de la malla de PAT: $d = 13mm$

Longitud de las jabalinas colocadas en la malla: $L_r = 3m$

Diámetro de las jabalinas colocadas en la malla: $d_r = 16mm$

Forma de la malla: cuadrículas cuadradas

Distancia entre conductores de la malla de PAT: $D = 2,5m$

Número de conductores paralelos a la dirección del largo de la malla:

$$N_{Lg} = \frac{A_g}{D} + 1 = 24 \text{ conductores}$$

Número de conductores paralelos a la dirección del ancho de la malla:

$$N_{Ag} = \frac{L_g}{D} + 1 = 28 \text{ conductores}$$

Número de jabalinas: $N_r = 10 \text{ jabalinas}$

La longitud total del conductor enterrado para la malla es:

$$L_c = N_{Lg} \cdot L_g + N_{Ag} \cdot A_g = 3230m$$

La longitud equivalente de las jabalinas es:

$$L_R = N_r \cdot L_r = 30m$$

El área cubierta por la malla de PAT es:

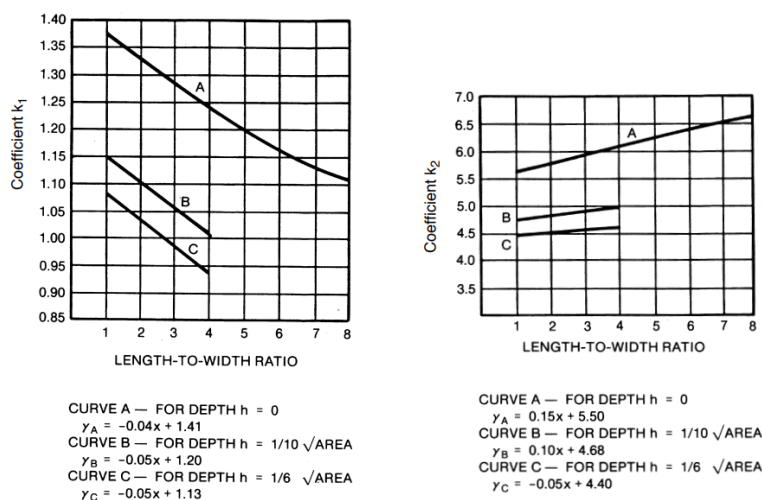
$$A_m = A_g \cdot L_g = 3881,3m^2$$

Paso 5: Resistencia de puesta a tierra

Para calcular la resistencia de la malla de PAT se aplican las ecuaciones de Schwarz que combinan las resistencias de la malla, de las jabalinas y la resistencia mutua.

Se deben obtener los coeficientes k_1 y k_2 de la Figura 64 dada por la norma.

Figura 64

Curvas de coeficientes k_1 y k_2 

Como $\frac{1}{10} \cdot \sqrt{A_m} = 6,21m \gg h = 0,8m$, se utiliza las ecuaciones correspondientes a $h = 0$.

Además, la relación x es:

$$x = \frac{L_g}{A_g} = 1,174$$

Luego:

$$k_1 = -0,04 \cdot x + 1,41 = 1,363$$

$$k_2 = 0,15 \cdot x + 5,5 = 5,676$$

La resistencia de tierra de la red de malla es:

$$R_1 = \frac{\rho_1}{\pi \cdot L_c} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_c}{\sqrt{d \cdot h}} \right) + k_1 \cdot \left(\frac{L_c}{\sqrt{A_m}} \right) - k_2 \right) = 1,274 \Omega$$

La resistividad a $L_r = 3m$ de profundidad se aproxima de $\rho_2 = 100 \Omega \cdot m$.

La resistividad del suelo aparente vista por el electrodo profundo es:

$$\rho_a = \frac{L_r \cdot \rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_2 \cdot (H - h) + \rho_1 \cdot (L_r + h - H)} = 102,82 \Omega \cdot m$$

La resistencia de tierra de todas las jabalinas es:

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2 \cdot \pi \cdot N_r \cdot L_r} \cdot \left(\ln \left(\frac{8 \cdot L_r}{d_r} \right) - 1 + 2 \cdot k_1 \cdot \left(\frac{L_r}{\sqrt{A_m}} \right) \cdot (\sqrt{N_r} - 1)^2 \right) = 3,779 \Omega$$

La resistencia de tierra mutua entre la malla y las jabalinas es:

$$R_m = \frac{\rho_a}{\pi \cdot L_c} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_c}{L_r} \right) + k_1 \cdot \left(\frac{L_c}{\sqrt{A_m}} \right) - k_2 + 1 \right) = 0,746 \Omega$$

La resistencia total de la malla de PAT es:

$$R_G = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_m} = 1,196 \Omega$$

Paso 6: Corriente de malla

Para determinar la corriente de malla, se corrige la corriente de falla a tierra por los siguientes factores.

- Factor de asimetría de la onda (D_f): Contempla los efectos de la asimetría de la corriente de falla. Como el tiempo de despeje de la falla se determinó $t_c = 1s$, se asume $D_f = 1$.
- Factor de distribución (S_f): Relaciona la magnitud de corriente de falla con la que circula efectivamente por la grilla hacía el terreno circundante. Para el cálculo no se tiene en cuenta el drenaje por el hilo de guardia, y se considera $S_f = 1$.
- Factor de incremento (C_p): Contempla el aumento de la corriente de falla durante la vida útil de la ET. Como se consideró un margen sobre la máxima corriente de cortocircuito monofásica calculada, se adopta $C_p = 1$.

Entonces, la corriente de malla de PAT es:

$$I_G = D_f \cdot S_f \cdot C_p \cdot I_f = 10kA$$

Paso 7: Máximo potencial de tierra (GPR)

Se verifica si $GPR < E_{cont}$, en caso de serlo se llega al diseño final. Caso contrario, se debe calcular E_s y E_m para comparar estos valores con las tensiones admisibles del paso 3.

$$GPR = I_G \cdot R_G = 11,96kV$$

$$E_{cont} = 1061,2V$$

Verificación:

$$GPR > E_{cont} \text{ NO VERIFICA}$$

Se debe calcular E_s y E_m .

Paso 8: Tensiones de paso y malla calculadas

Para calcular las tensiones E_s y E_m , se definen los siguientes factores:

- Número efectivo de conductores en paralelo (n)

$$L_p = 2 \cdot (L_g + A_g) = 250m$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 25,84$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A_m}}} = 1,002$$

$$n_c = 1 \text{ (para mallas cuadradas y rectangulares).}$$

$$n_d = 1 \text{ (para mallas cuadradas, rectangulares y en forma de L).}$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 25,882$$

- Factor de irregularidad (K_i)

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 4,474$$

- Factor de corrección por electrodos internos (K_{ii})

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{n}{2}}} = 0,737$$

- Factor de corrección por profundidad de la malla (K_h)

$h_o = 1m$ (profundidad de referencia).

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} = 1,342$$

- Factor de geometría para tensión de malla (K_m)

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left(\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right) = 0,449$$

- Factor de geometría para tensión de paso (K_s)

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right) = 0,423$$

- Longitud efectiva del conductor para tensión de malla (L_m)

$$L_m = L_c + \left(1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_g^2 + A_g^2}} \right) \right) \cdot L_R = 3277,7m$$

- Longitud efectiva del conductor para tensión de paso (L_s)

$$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_R = 2448m$$

- Tensión de malla (E_m)

$$E_m = \frac{\rho_1 \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_m} = 1041,5V$$

- Tensión de paso (E_s)

$$E_s = \frac{\rho_1 \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{L_s} = 1313,5V$$

Paso 9: Verificación de tensión de contacto

Se verifica si $E_m < E_{cont}$, en caso de serlo se continua con el paso 10. Caso contrario se realiza el paso 11.

$$E_m = 1041,5V$$

$$E_{cont} = 1061,2V$$

Verificación:

$$E_m < E_{cont} \text{ VERIFICA}$$

Paso 10: Verificación de tensión de paso

Se verifica si $E_s < E_{paso}$, en caso de serlo se llega al diseño final. Caso contrario se realiza el paso 11.

$$E_s = 1313,5V$$

$$E_{paso} = 3773,8V$$

Verificación:

$$E_s < E_{paso} \text{ VERIFICA}$$

Paso 11: Modificación de diseño

Se pueden modificar las dimensiones de las cuadrículas (D), la cantidad de electrodos profundos (N_r) y las longitudes de conductores de la red de malla (L_c). Luego se realizan nuevamente todos los cálculos desde el paso 5.

6. Cálculo del sistema de protección contra rayos

El cálculo del sistema de protección contra rayos (SPCR) se realiza según los procedimientos y recomendaciones de la norma IRAM 2184 y AEA 92305.

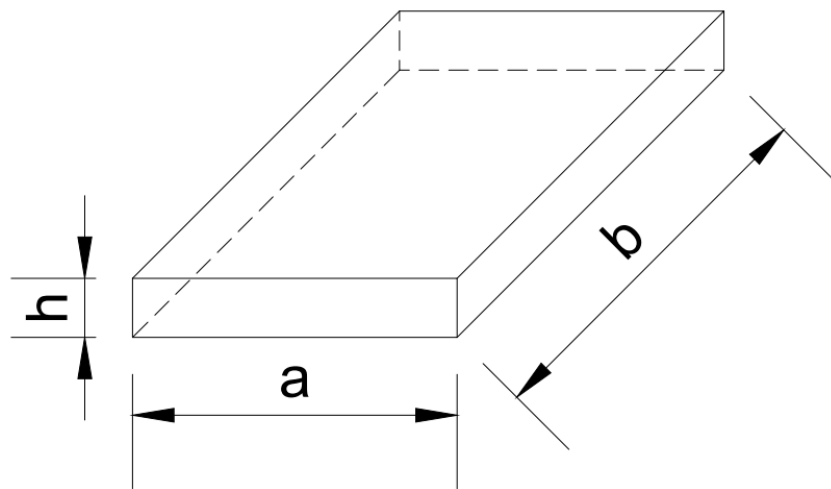
Se debe determinar los siguientes datos iniciales para empezar los cálculos:

- Dimensiones y posición de la estructura.
- Densidad ratios a tierra (N_g).
- Tipo de estructura.

Las dimensiones de la estructura a proteger se ven en la Figura 65.

Figura 65

Dimensiones de la estructura a proteger



Nota: a es el ancho, b es el largo y h es la altura de la estructura a proteger.

Donde:

Ancho: $a = 55m$

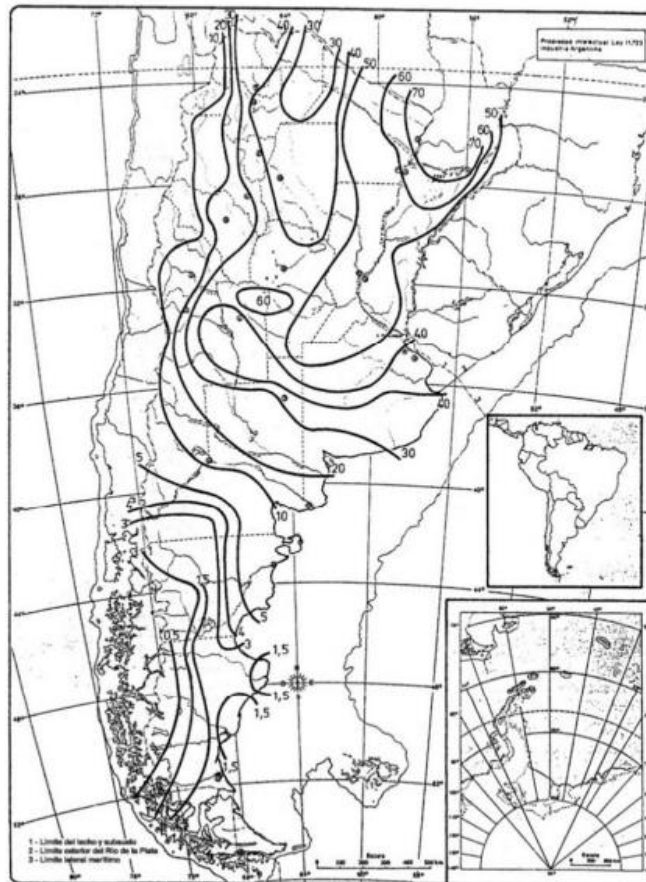
Largo: $b = 64m$

Altura: $h = 10m$

Para calcular la densidad anual de rayos que caen a tierra en la región donde se encuentra la estructura (N_g), se determina la cantidad de días de tormentas eléctricas por año (T_d) obtenidas a partir de un mapa isoceráunico brindado por la norma, que se muestra en la Figura 66.

Figura 66

Mapa isoceraúnico de Argentina



Nota: El mapa corresponde a la Figura B2, del anexo B, norma IRAM 2184. En el se ven las curvas de nivel isoceraunicos anuales promedio del periodo 1971/80 en la república argentina.

Del mapa se obtiene que para la zona de Concordia: $T_d = 50$.

Luego:

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25} = 5,32 \frac{\text{rayos a tierra}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}}$$

Por ultimo, el caso de cálculo es del tipo: estructura en presencia de objetos circundantes.

- Determinación del área colectora equivalente de la estructura (A_e).

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 estructuras aisladas, 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 superiores de la estructura (toca allí) y gira alrededor de ella.

Cuando existen objetos circundantes a una distancia medida desde la estructura menor que $3 \cdot (h + h_s)$, estos ejercen influencia significativa en el área equivalente. En este caso, se superponen las áreas equivalentes de la estructura y del objeto cercano. Por esto se debe reducir el área equivalente hasta una distancia X_s , según la fórmula:

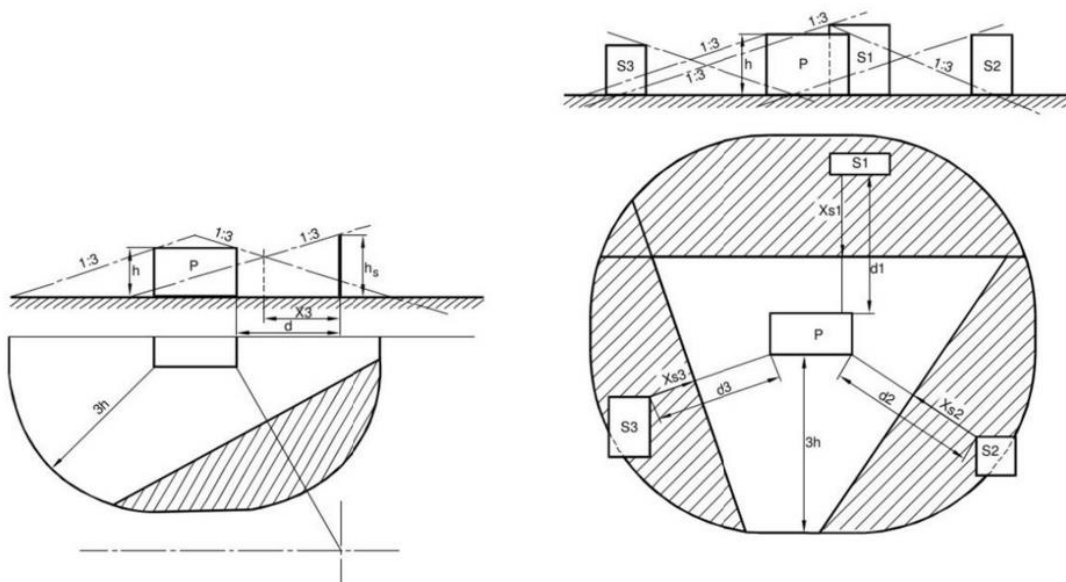
$$X_s = \frac{d + 3 \cdot (h_s - h)}{2}$$

Donde: d es la distancia horizontal entre la estructura y el objeto.

La norma da un ejemplo que se muestra en la Figura 67.

Figura 67

Ejemplo de estructura con objetos en la cercanía



Para poder realizar una comparación, primero se calcula el área de una estructura aislada con las dimensiones dadas:

$$A'_e = a \cdot b + 6 \cdot h \cdot (a + b) + 9 \cdot \pi \cdot h^2 = 13487,4m^2$$

Ahora se realiza la disminución del área como expresa la norma, considerando 2 estructuras en la zona de influencia de la ET:

- Un tinglado existente:

$$d_1 = 7m$$

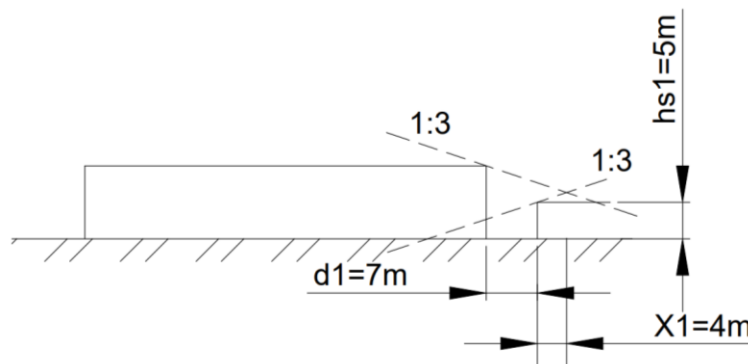
$$h_{s1} = 5m$$

$$X_{s1} = \frac{d_1 + 3 \cdot (h_{s1} - h)}{2} = -4m$$

En la Figura 68 se muestra un esquema con las dimensiones del cálculo.

Figura 68

Esquema del área a proteger y el tinglado en la cercanía



- La actual ET de 33kV:

$$d_2 = 8m$$

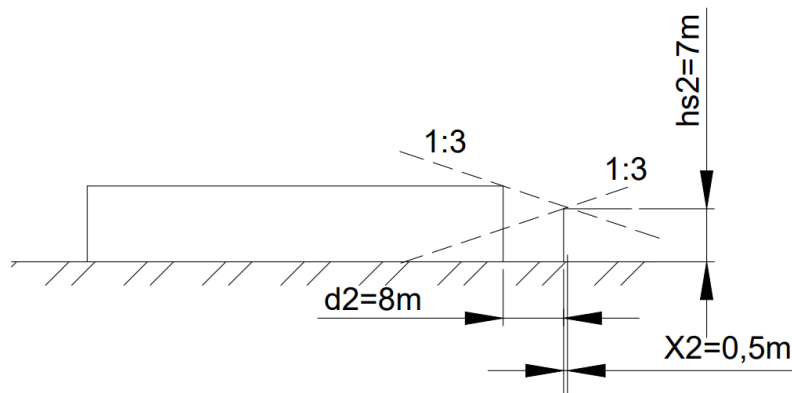
$$h_{s2} = 7m$$

$$X_{s2} = \frac{d_2 + 3 \cdot (h_{s2} - h)}{2} = -0,5m$$

En la Figura 69 se muestra un esquema con las dimensiones del cálculo.

Figura 69

Esquema del área a proteger y la ET de 33kV en la cercanía



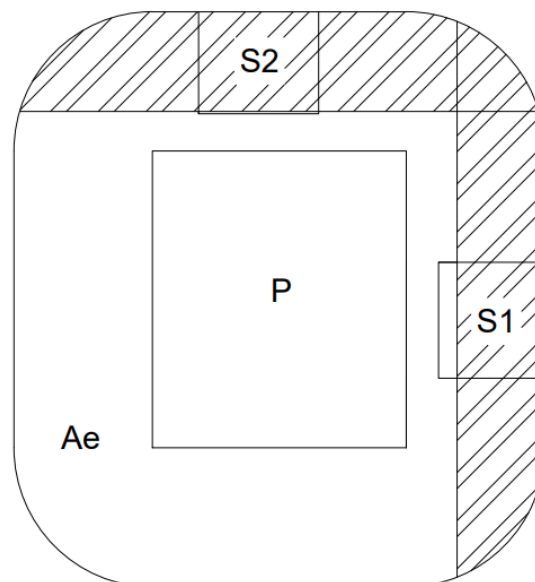
Luego de restarle las zonas de incidencia de las estructuras que rodean la ET, mediante métodos gráficos (área no sombreada), se determinó que es:

$$A_e = 9603m^2$$

Y se muestra en la Figura 70.

Figura 70

Zona de incidencia del SPCR



Nota: El área S1 es el tinglado, S2 es la ET de 33kV y P es la ET Central 2.

- Determinación de la cantidad promedio de rayos que caen anualmente directamente sobre la estructura (N_d).

$$N_d = N_g \cdot A_e \cdot 10^{-6} = 0,051 \frac{\text{rayos directos}}{\text{año}}$$

También se puede determinar este valor según las normas francesas NF C 17-100 (1997:12) y europea ENV 61024-1 (1995), de la siguiente forma:

Primero se determina el coeficiente ambiental que rodea a la estructura considerada (C_1) de la Tabla 128.

Tabla 128

Valores del coeficiente C_1

Situación relativa de la estructura de altura H	Coeficiente C_1
Estructura situada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma o mayor altura que la de la estructura considerada (H)	0,25
Estructura rodeada de otras estructuras más pequeñas (alturas < H)	0,5
Estructura aislada: no hay otras estructuras a distancias menores que 3H	1
Estructura aislada en la cumbre de una colina o sobre un promotorio	2

Para el caso de cálculo, estructura rodeada de otras estructuras más pequeñas ($C_1 = 0,5$).

Luego N_d se calcula como:

$$N_d = C_1 \cdot N_g \cdot A'_e \cdot 10^{-6} = 0,036 \frac{\text{rayos directos}}{\text{año}}$$

- Determinación de la eficiencia del SPCR (E_c) y del nivel de protección.

Se debe calcular la cantidad anual de rayos que se acepta que caigan sobre la estructura (N_c), para esto se utiliza el procedimiento de la norma francesa NF C 17-100 (1997:12) y la europea ENV 61024-1 (1995).

Los valores de N_c se estiman a través del análisis del riesgo de daños teniendo en cuenta criterios apropiados tales como:

- ❖ El tipo de construcción de la estructura.
- ❖ El contenido de la estructura.
- ❖ La ocupación de la estructura.
- ❖ Las consecuencias sobre el entorno.

Se deben aplicar los cuatro criterios enumerados como factores de la forma: $C = C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5$ y se obtienen de Tabla 129, Tabla 130, Tabla 131 y Tabla 132 respectivamente.

Tabla 129

Valores del coeficiente C_2

Coeficiente de evaluación del tipo de construcción de la estructura C_2	Techado o tejado		
	Metálica	Común	Inflamable
Metálica	0,5	1	2
Estructura			
Común	1	1	2,5
Inflamables	2	2,5	3

Tabla 130

Valores del coeficiente C_3

Contenido de la estructura	Coeficiente C_3
Sin valor o no inflamable	0,5
De valor común o normalmente inflamable	1
De gran valor o particularmente inflamable	2
De valor excepcional, irremplazable o muy inflamable, explosivo	3

Tabla 131*Valores del coeficiente C4*

Ocupación de la estructura	Coeficiente C_4
No ocupada	0,5
Normalmente ocupada	1
De evacuación difícil o con riesgo de pánico	3

Tabla 132*Valores del coeficiente C5*

Consecuencias de un impacto de rayo	Coeficiente C_5
Sin necesidad de continuidad en el servicio y con alguna consecuencia sobre el entorno	1
Con necesidad de continuidad en el servicio y con algunas consecuencias para el entorno	5
Con varias consecuencias para el entorno	10

Los coeficientes seleccionados son:

❖ Coeficiente C_2 de evaluación del tipo de la estructura:

Estructura común con techado metálico ($C_2 = 1$).

❖ Coeficiente C_3 de evaluación del contenido de la estructura:

De gran valor o particularmente inflamable ($C_3 = 2$).

❖ Coeficiente C_4 de evaluación de la ocupación de la estructura:

No ocupada ($C_4 = 0,5$).

❖ Coeficiente C_5 de evaluación de las consecuencias de un impacto de rayo sobre el extremo:

Con necesidad de continuidad en el servicio y con algunas consecuencias para el entorno ($C_5 = 5$).

Luego la frecuencia N_c se calcula de la siguiente forma:

$$N_c = \frac{5,5 \cdot 10^{-3}}{C} = 1,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{rayos}}{\text{año}}$$

Para determinar si es necesario instalar un SPCR, se compara N_c y N_d .

- ❖ Si $N_d \leq N_c$: no es necesario un SPCR.
- ❖ Si $N_d > N_c$: se debe prever un SPCR de eficiencia $E_c \geq 1 - \frac{N_c}{N_d}$.

Como:

$$N_d = 0,051 \frac{\text{rayos directos}}{\text{año}} > N_c = 1,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{rayos}}{\text{año}}$$

Se debe instalar un SPCR, entonces se calcula:

$$E_c \geq 1 - \frac{N_c}{N_d} = 0,978$$

Y el nivel de protección se determina de la Tabla 133.

Tabla 133

Niveles de protección del SPCR

Niveles de protección	Eficiencia del SPCR (E)
I + Medidas complementarias	$E > 0,98$
I	$0,95 < E \leq 0,98$
II	$0,9 < E \leq 0,95$
III	$0,8 < E \leq 0,9$
IV	$0 < E \leq 0,8$

Por tabla se adopta el nivel de protección I. Con este se determinan las posiciones de los elementos captadores aplicando alguno de los métodos de la Tabla 134.

Tabla 134*Parámetros según el método de protección*

Nivel de protección	Radio de la esfera rodante "r" [m]	Dimensiones de las mallas "W" [m]	Método de protección			
			Altura del elemento captor "h" [m]	Ángulo del cono "α" [°]		
				20	30	45
I	20	5x5	25	-	-	-
II	30	10x10	35	25	-	-
III	45	15x15	45	35	25	-
IV	60	20x20	55	45	35	25

Se utiliza el método de la esfera rodante, que por el nivel de protección requiere utilizar un radio $r = 20m$.

Los captore (hilos de guardia) se colocan en la cima de las columnas de los pórticos y en columnas individuales de hormigón armado. Por lo que, para determinar la altura mínima en que se colocan los captore, se considera el ancho de los pórticos (distancia entre columnas).

Por Pitágoras:

$$(r - h)^2 + \left(\frac{d}{2}\right)^2 = r^2$$

Donde:

d : ancho del pórtico.

r : radio de la esfera.

h : altura del elemento captor.

Despejando h :

$$h = 0,635m$$

Para que la instalación se encuentre protegida, los captosres (hilos de guardia) deben ser colocados $0,635m$ por encima de los conductores (barras) como mínimo. Para mayor seguridad de la instalación, los captosres se ubican a $2m$ por encima de los conductores.



PLAN DE NEGOCIOS

1. Resumen ejecutivo

El aumento natural de la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Concordia conducirá a las instalaciones de la red al límite operativo en los años venideros. Es decir que en los meses con mayor demanda se generará un exceso de la misma por encima de los valores de potencia instalada. Por esto, es de urgencia la planificación de soluciones que extiendan la capacidad del sistema para responder ante el crecimiento de la demanda a medio y largo plazo.

En cuanto a la red, los puntos de alimentación de la ciudad en el nivel de 132kV son dos, la estación transformadora Concordia y la Río Uruguay. De estas, se extienden todas las líneas de distribución en 13,2kV y 33kV, a cargo del distribuidor de Concordia, Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.

La solución propuesta en este proyecto, es instalar una nueva ET cuyo nivel de mayor tensión sea 132kV, en el emplazamiento de Central 2, al lado de una estación existente de 33kV. La misma presenta valores de demanda máxima cercanos a la de una de las estaciones existentes. De tal manera que, al cubrir esta demanda con una nueva estación, no solo se agrega potencia instalada a la red de la ciudad, sino que también se da flexibilidad al conjunto de estaciones para responder al aumento de la demanda futura.

La proyección de este trabajo es a 20 años y tiene por objetivos aportar al crecimiento de la ciudad, brindando calidad en el servicio de energía eléctrica a la población y dando un beneficio económico a la empresa durante la vida útil del proyecto.

2. Descripción del negocio

El abastecimiento de energía eléctrica de Concordia y su área de influencia se realiza por medio de dos estaciones transformadoras, conectadas a través de líneas de 132kV al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Una es la ET Concordia, propiedad de ENERSA y la otra es la ET Río Uruguay, propiedad de la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. (la Cooperativa). La potencia instalada en las estaciones es:

– ET Concordia

Dos transformadores de 30/30/20MVA en los niveles de tensión 132/33/13,2kV. La potencia total instalada de la estación es 60MVA.

– ET Río Uruguay

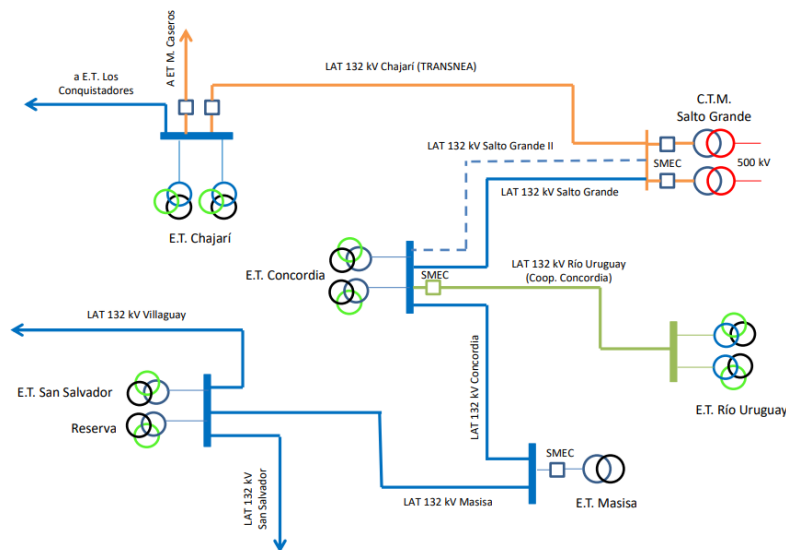
Dos transformadores de 30/20/30MVA en los niveles de tensión 132/33/13,2kV. La potencia total instalada de la estación es 60MVA.

De estas se extienden todas las líneas de distribución de la ciudad en 13,2kV y 33kV, a cargo del distribuidor de la ciudad, la Cooperativa.

Las estaciones, líneas y puntos de interconexión con el SADI, se ven en la Figura 71.

Figura 71

Puntos de interconexión con el SADI de las estaciones de Concordia



Nota: Unifilar de las estaciones transformadoras de la ciudad de Concordia y su conexión, por medio de líneas de 132kV, al SADI en la estación transformadora de 500kV de Salto Grande.

En el mes de marzo de 2023 se registró el máximo histórico de la demanda en Concordia, que fueron de 93,9MW (datos aportados por la Cooperativa). Estos valores manifiestan que la potencia instalada en la ciudad no puede hacer frente al incremento natural de la demanda

en los años venideros. Ante esta situación el suministro de energía se ve en peligro en las épocas de mayor temperatura que se condicen con las de mayor demanda.

En resumen, el problema que se encuentra es la falta de potencia instalada para suministrar a la demanda en la ciudad de Concordia. Y como consecuencia de este, el conflicto aparejado son los cortes de suministro de energía en épocas de mayor consumo.

3. Solución propuesta

Este proyecto propone la construcción de una nueva estación transformadora en 132kV, como solución a la falta de potencia instalada en la ciudad. Esta alternativa posibilita el crecimiento a largo plazo de la región, ya que agrega un gran paquete de potencia (+50% de la potencia actual instalada). Además, es una optimización del sistema de media tensión, una solución compacta, poco invasiva y genera versatilidad para el desarrollo y modificaciones de la red eléctrica de la ciudad.

4. Misión, visión y valores

4.1. Misión

Realizar una obra que aporte a la red eléctrica la capacidad de responder a la evolución de la demanda en la región, brindándole tiempo y capacidad de mejora. De esta forma, satisfacer la necesidad eléctrica del usuario, generando confianza en el servicio y calidad del mismo.

4.2. Visión

Colocar una pieza clave que promueva la colaboración entre empresas en la búsqueda de la mejora continua y el desarrollo del sistema eléctrico. Impulsando el crecimiento industrial y aumentando la calidad de vida de los usuarios. Además, ser un modelo a seguir para otros distribuidores en materia de calidad de gestión y servicio público.

4.3. Valores

- Colaboración.
- Estrategia a largo plazo.
- Orientación al usuario.
- Cultura cooperativista.
- Desarrollo regional.

5. Objetivos

- Satisfacer la demanda creciente.
- Permitir el desarrollo económico de la región.
- Incentivar la demanda industrial.
- Aumentar la capacidad operativa en el sistema de distribución.
- Aumentar la calidad y confiabilidad del servicio.

6. Análisis y proyección de la demanda

Para estimar las ventas de energía futura se debe conocer la evolución de la demanda a lo largo de los años y la forma en que está compuesta por los diferentes tipos de usuarios. El estudio se realiza con datos proporcionados por el distribuidor de la región, la Cooperativa.

6.1. Datos históricos

El comportamiento de la demanda se ve reflejado en la energía anual por año de la ciudad de Concordia, que se pueden ver en Tabla 135.

Tabla 135

Demanda de energía histórica de Concordia

Año	E [MWh]	Año	E [MWh]
2002	183393	2013	328563
2003	188422	2014	336620
2004	206626	2015	351309
2005	219319	2016	369168
2006	236053	2017	357619
2007	257147	2018	362061
2008	269240	2019	333095
2009	278328	2020	337033
2010	294623	2021	355998
2011	306431	2022	362963
2012	318969		

Nota: E es la energía total consumida por año en la ciudad de Concordia en MWh. Las columnas de energía corresponden al año a la izquierda de las mismas.

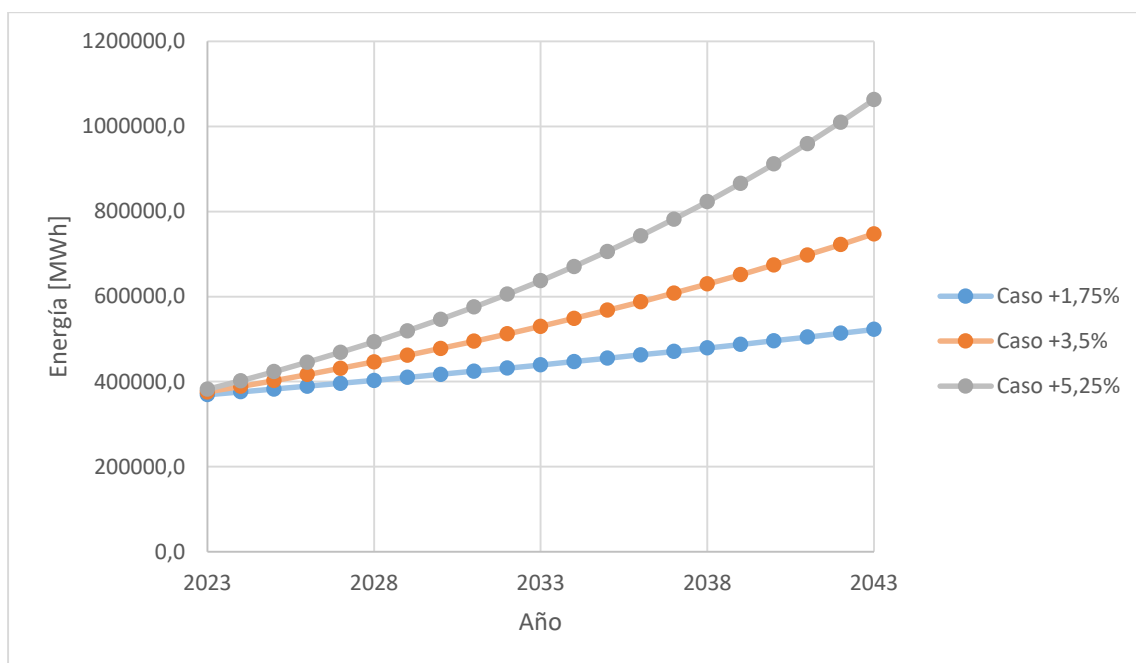
Estudiando la tendencia de estos valores, se calcula que la variación de la energía consumida histórica da un promedio de +3,5% por año, a esta tasa de crecimiento se la considera “real”.

6.2. Escenarios

Para estimar las ventas futuras se consideran tres escenarios, uno pesimista donde la variación es +1,75% por año (-50% de la tasa real), uno intermedio en el que se usa la tasa real y uno optimista en el que la variación es +5,25% por año (+50% de la tasa real). En la Figura 72 se pueden ver las curvas correspondientes a cada escenario.

Figura 72

Escenarios de evolución estimada de la demanda



6.3. Composición de la demanda

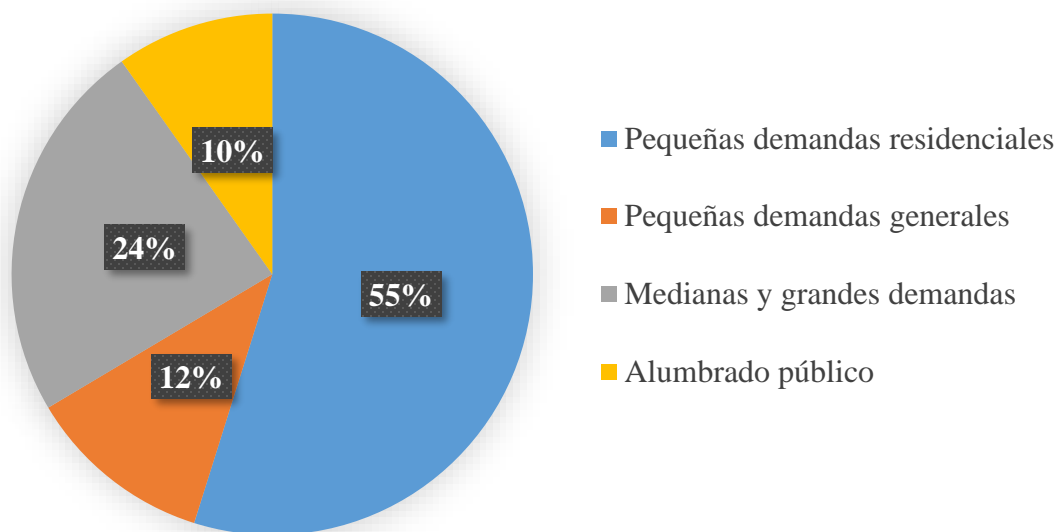
Para estimar como se compone la demanda en la ciudad de Concordia se estudian los datos proporcionados por la Cooperativa sobre las ventas de energía del mes de Julio de 2023. La demanda se divide en las siguientes categorías:

- Pequeñas demandas residenciales.
- Pequeñas demandas generales.
- Medianas y grandes demandas.
- Alumbrado público.

El porcentaje de la demanda correspondiente a cada categoría se muestra en Figura 73.

Figura 73

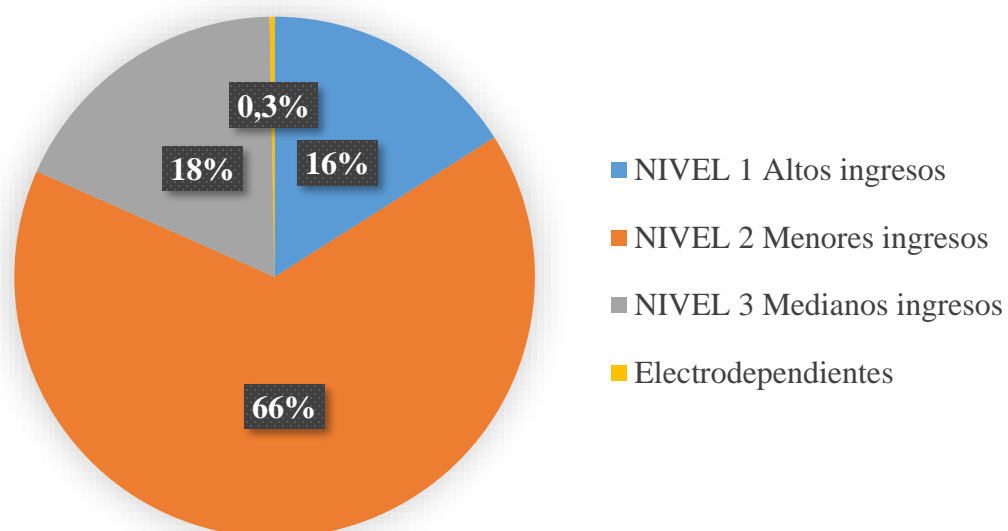
Segmentación de la demanda



Dentro de estas categorías existen subdivisiones en las que el costo de la energía se diferencia según las características del usuario, niveles de ingresos, potencia demandada, dependencia al servicio eléctrico, etc. Para las pequeñas demandas residenciales los porcentajes de las subcategorías se muestra en Figura 74.

Figura 74

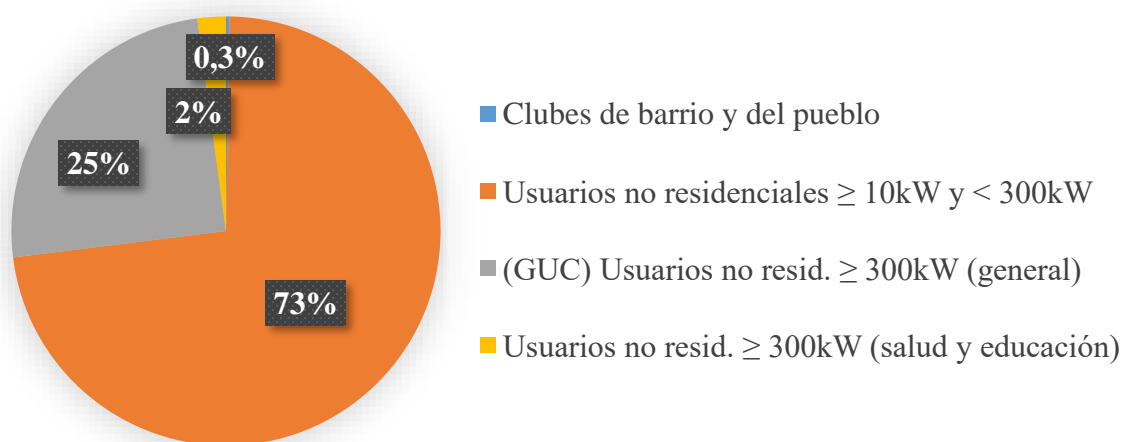
Segmentación de la categoría pequeñas demandas residenciales



Y los porcentajes en las subcategorías de medianas y grandes demandas se ven en la Figura 75.

Figura 75

Segmentación de la categoría medianas y grandes demandas



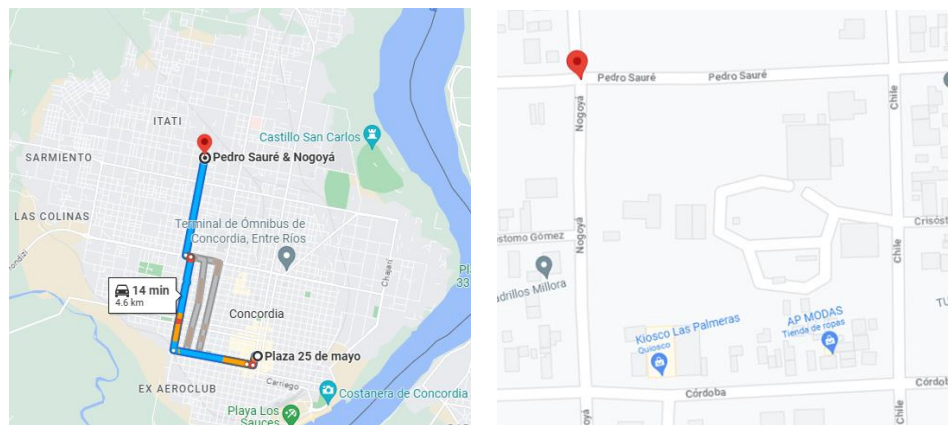
7. Factibilidad técnica

7.1. Localización

El emplazamiento de Central 2 de la Cooperativa se ubica en calle Chile y Pedro Sauré, a 4,6km del centro de la ciudad de Concordia. Dentro del recinto, la ET se construiría en la esquina correspondiente al cruce entre Pedro Sauré y Nogoyá. La ubicación se ve en la Figura 76.

Figura 76

Localización de la ET Central 2



Nota: La imagen de la izquierda muestra el recorrido y distancia desde el centro de la ciudad y en la imagen a la derecha se ve la esquina con el espacio disponible para construir la estación.

7.2. Área de influencia

El área de concesión de la Cooperativa comprende:

- Concordia (incluyendo Benito Legerén, Villa Adela, parque industrial, Villa Zorraquín y Osvaldo Magnasco)
- Estancia Grande
- Colonia Roca
- Colonia Ayuí
- Estación Yuquerí

- Estación Yeruá
- Calabacilla
- Puerto Yeruá

En las que cuenta con una cantidad aproximada de 59000 usuarios, valor del año 2023.

7.3. Descripción del proyecto

La estación transformadora del proyecto cuenta con barras principales en 132kV y reduce a 13,2kV y 33kV por medio de dos transformadores de 30MVA cada uno, 60MVA en total. Estos acometen en celdas de media tensión y desde estas se alimentan las cargas existentes de la estación de 33kV ubicada en Central 2. La estación se alimenta por una línea de alta tensión desde la ET Concordia, con una longitud de 2,5km (el diseño de esta línea es externo a este proyecto).

El proyecto contempla el diseño completo de la estación transformadora, es decir que se calculan y dimensionan los siguientes ítems:

- **Estudios eléctricos:** análisis de la demanda, flujos de potencia, cortocircuito, distancias de seguridad y coordinación de aislación.
- **Selección de equipos:** transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y tensión, conductores, barras, celdas de media tensión, reactores de neutro, trampas de onda, transformadores de servicios auxiliares y bancos de baterías.
- **Cálculos de estructuras:** cálculo mecánico de conductores, tablas de tendido, cálculo mecánico de estructuras y fundaciones.
- **Sistemas de protección:** malla de puesta a tierra y sistema de protección contra rayos.

8. Factibilidad económica

8.1. Mercado

Según la Ley 24065 de Marco Regulatorio Energético Nacional, la actividad de distribución de energía eléctrica está definida como un monopolio natural.

8.2. Competencia

El agente encargado de la distribución de energía eléctrica en Concordia es la Cooperativa eléctrica y otros servicios de Concordia Ltda. que, al ser monopolista, carece de competencia en la ciudad.

8.3. Formación de precio

Los precios de las ventas que percibe el distribuidor son los fijados por el EPRE en el cuadro tarifario provincial. Para este trabajo se adoptan los especificados por la resolución EPRE N° 107/23, donde los precios de cada tarifa se construyen de la siguiente manera:

Tarifa 1 – Pequeñas demandas ($P < 10\text{kW}$)

- Cargo fijo (\$/mes).
- Cargo variable en escalones de energía (\$/kWh).

Tarifa 2 – Medianas demandas ($10\text{kW} \leq P < 50\text{kW}$)

- Capacidad de suministro contratada (\$/kW-mes).
- Cargo variable por energía (\$/kWh).

Tarifa 3 – Grandes demandas ($50\text{kW} < P$)

- Cargo fijo (\$/mes).
- Capacidad de suministro contratada diferenciando horas punta y fuera de punta (\$/kW-mes).
- Cargo fijo por potencia adquirida (\$/kW-mes).
- Consumo de energía diferenciando horas punta, valle nocturno y restantes (\$/kWh).

Tarifa 4 – Alumbrado público

- Cargo variable por energía (\$/kWh).

Los precios de cada ítem varían según sub categorías dentro de las tarifas, para determinar un estimado se adopta el cuadro tarifario vigente desde el 1° de octubre de 2023 al 31 de octubre de 2023. Con los datos de demanda se calcula un aproximado del valor de la energía, se obtiene 26,5\$/kWh para el tipo de consumo de la ciudad. Dolarizando el precio al tipo de cambio oficial USD1=\$365, el precio de venta de energía es 72,6USD/MWh.

8.4. Demanda

Se proyecta que la estación transformadora Central 2 represente un cuarto de la demanda del distribuidor de la región. Al año 2023 la Cooperativa cuenta con aproximadamente 59000 usuarios, quienes se categorizan según el régimen tarifario vigente.

9. Factibilidad legal

En este apartado se mencionan las leyes, normas y reglamentos aplicables a este trabajo y se detalla la importancia y/o aspecto de interés de cada una.

En el marco de que la empresa es una cooperativa, la misma está obligada a cumplir la Ley 20337 (Ley de Cooperativas) que detalla las características a cumplir para ser considerada como tal.

Desde el punto de vista impositivo se mencionan las leyes:

- Ley 20628 (Ley de impuestos a las ganancias) que deja exenta de ésta a aquellas empresas que estén encuadradas como cooperativas, por ser sin fines de lucro.
- Ley 23427 (Fondo de Promoción y Educación Cooperativa) que exige a la Cooperativa la creación de un fondo destinado a la ayuda de la comunidad.

Desde el punto de vista del mercado eléctrico se puede ver las siguientes leyes:

- Ley Nacional 24065 (Marco Regulatorio Energético), que crea el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

- Ley Provincial 8916 (Marco Regulatorio Provincial), que crea el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE).

Ambas regulan la actividad de distribución de energía eléctrica a la que se dedica la empresa. Dentro de estas se debe remarcar los artículos del 11 al 15 para el ENRE y del 12 al 16 para el EPRE, donde mencionan la necesidad de obtener un certificado que acredite la necesidad y conveniencia pública de la obra, previo al inicio de la construcción. Para esto el ente dispone la publicidad de la solicitud y la realización de una audiencia pública antes de resolver el otorgamiento del certificado. Además, aclara que el plazo para resolver estos pasos es de 3 meses desde la iniciación de los mismos.

- Anexo III de la resolución EPRE N° 107/23, donde se detalla el cuadro tarifario actual.
- Procedimientos de CAMMESA.

Puntualmente el Anexo 24 donde detalla los requerimientos para los equipos de medición comercial SMEC y para el sistema de operación en tiempo real SOTR y el Anexo 25 que establece los vínculos para las comunicaciones SCOM.

Desde el punto de vista técnico las normas y reglamentos utilizados son:

- AEA 95301 Reglamentación de líneas aéreas exteriores de media y alta tensión.
- AEA 95402 Reglamentación para estaciones transformadoras.
- IEEE Std 80-2000 Guía para la seguridad de puesta a tierra en subestaciones de CA de alta tensión
- IRAM 2358 Corrientes de cortocircuito. Métodos para el cálculo de sus efectos.
- IRAM 2359 parte I Tableros eléctricos. Barras de cobre para corriente permanente. Diseño.
- IRAM 2359 parte II Tableros eléctricos. Barras de aluminio para corrientes permanente. Diseño.
- IRAM 2184 Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas.

10. Calidad

La distribuidora tiene la responsabilidad de prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio. Y es el ente regulador de energía el encargado de controlar el cumplimiento de la misma basándose en los siguientes aspectos:

- **Calidad del producto técnico:** caracterizada por el nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas).
- **Calidad del servicio técnico:** se determina con la medición de la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.
- **Calidad del servicio comercial:** se establece el control de los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, a errores en la facturación y facturación estimada y a las demoras en la atención de los reclamos del usuario.

Para este proyecto se considera aplicable la calidad desde el punto de vista técnico, ya que el servicio comercial se resuelve en otras áreas de la empresa. La calidad en este sentido se logra desde el diseño de la estación y selección de equipos (ver Memoria descriptiva), cumpliendo los reglamentos de diseño y normas técnicas de los equipamientos. Además, con una correcta operación y mantenimiento de las misma a lo largo de la vida útil del proyecto.

En cuanto al control de la calidad, el EPRE llevará el control sobre la Cooperativa de los indicadores mencionados en el Anexo VI, Normas de calidad del servicio público y sanciones, del Cuadro tarifario.

10.1. Calidad del producto técnico

Los indicadores de calidad del producto técnico son:

Nivel de tensión

Las variaciones porcentuales de tensión respecto a su valor nominal admitidas se ven en Tabla 136.

Tabla 136*Margen admisible de variación de tensión*

Tensión [kV]	Tipo de alimentación	Variación de tensión [%]
132		+5% -5%
19,05/33 y 7,62/13,2	Urbana	+7% -7%
19,05/33 y 7,62/13,2	Rural	+10% -10%
220/380	Urbana	+10% -8%
220/380	Rural	+10% -8%

Si de cualquiera de los informes trimestrales surgiera el incumplimiento de los niveles comprometidos durante un tiempo superior al 3% del período en que se efectúe la medición, la distribuidora queda sujeta a la aplicación de sanciones.

10.2. Calidad del servicio técnico

Los indicadores de calidad del servicio técnico son:

Interrupción por transformador

- frecuencia media de interrupción (FMIT): representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio en un período determinado.
- tiempo total de interrupción (TTIT): representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio en un período determinado.

Interrupción por kVA nominal instalado

- frecuencia media de interrupción (FMIK): representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio en un período determinado.
- tiempo total de interrupción (TTIK): representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio en un período determinado.

Interrupciones adicionales

- Tiempo medio de primera reposición por transformador (TPRT).
- Tiempo medio de primera reposición por kVA nominal (TPRK).
- Tiempo medio de última reposición por transformador (TURT).
- Tiempo medio de última reposición por kVA nominal (TURK).
- Energía nominal indisponible (ENI).

Las multas en este caso dependen de la energía no distribuida (por causas imputables a la distribuidora).

11. Análisis FODA

Se realiza un análisis del proyecto en base al modelo FODA, que se puede ver en la Tabla 137 y se hace una breve descripción de los puntos detallados en el mismo.

Tabla 137

Cuadro del análisis FODA

Fortalezas	Debilidades
✓ Aumento de potencia instalada	✗ No se puede ampliar
✓ Optimización de la red de media tensión	✗ No permite realizar anillado de la red
✓ Instalación compacta	✗ Inversión inicial elevada
✓ Aprovechamiento de espacio sin uso	
✓ Calidad y confiabilidad del servicio	
Oportunidades	Amenazas
✓ Reingeniería en estaciones existentes	✗ Conflictos entre empresas
✓ Ventas mayores de energía	✗ Decrecimiento de la actividad económica de la región
✓ Impulsa el crecimiento industrial	

– Fortalezas

Aumento de potencia instalada: Se agrega un 50% de la potencia instalada actual con los transformadores.

Optimización de la red de media tensión: Se suplanta la antigua estación por equipos nuevos y se elimina la necesidad de usar configuraciones complejas de alimentación.

Instalación compacta: La instalación optimiza el espacio disponible, respetando las distancias de seguridad y utilizando equipos de menor tamaño.

Aprovechamiento del espacio sin uso: Se utiliza un espacio disponible del distribuidor al que no se le iba a dar uso y se evita comprar un nuevo espacio

Calidad y confiabilidad del servicio: Con la nueva potencia instalada se puede cubrir parte del aumento de la demanda, sin sobrecargar equipos, alargando su vida útil y evitando cortes de energía.

– Oportunidades

Reingeniería en estaciones existentes: El aumento de potencia instalada permite cubrir la demanda en los primeros años y realizar trabajos de reingeniería o mantenimiento a las estaciones existentes sin incurrir en cortes de energía.

Ventas mayores de energía: Al permitir el crecimiento de la región, se aumenta la demanda de energía y con esta las ventas.

Impulsa el crecimiento industrial: La potencia agregada se puede utilizar para incentivar a la industria para invertir en la región.

– Debilidades

No se puede ampliar: Al ser una solución en un espacio limitado, el proyecto no contempla un campo disponible en la playa para una futura expansión.

No se puede realizar anillado de la red: Al no diseñarse un campo libre, no se puede realizar el anillado con otra estación de la ciudad.

Inversión inicial elevada: La inversión requiere que el distribuidor tenga ahorros o dependa de un préstamo para realizar la obra.

- Amenazas

Conflictos entre empresas: Una mala interpretación de las posibilidades de crecimiento a futuro, puede generar conflictos comerciales por gastos en peajes.

Decrecimiento de la actividad económica de la región: La inestabilidad del país puede traducirse en disminución del consumo residencial o reducción del sector industrial.

12. Planificación de la obra

12.1. Fases de la obra

La realización de la obra se compone de 5 fases, las actividades de cada fase se muestran a continuación.

Fase 1: Limpieza y movimiento de suelos

En esta se prepara el terreno para que se pueda llevar a cabo la obra, consta de:

- Reubicar las columnas de hormigón que están en la zona de la obra, a otro espacio libre dentro de la central.
- Retirar el tanque australiano en desuso.
- Rellenar y nivelar el terreno.

Fase 2: Obra civil

Se realizan las construcciones necesarias para la instalación, estas son:

- Estudios geotécnicos.
- Cerramiento perimetral.
- Construcción e instalación de la malla de tierra.

- Caminos internos.
- Bases, piletas, sistemas de desagote y muros corta llamas de transformadores.
- Caseta de mando y operación.
- Fundaciones y estructuras.
- Canales de cables.

Fase 3: Montaje electromecánico

Se instalan los equipos electromecánicos de la estación, estos son:

- Equipos de la playa.
- Celdas, bancos de baterías y tableros de comunicación y maniobra.
- Tendido de conductores en las estructuras.
- Cableado y conexiones de toda la estación.

Fase 4: Ensayos

Se realizan los ensayos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y se prepara la puesta en marcha.

Fase 5: Puesta en marcha

Se realiza la energización de la instalación y se oficializa la puesta en servicio.

12.2. Cronograma de actividades

La descripción de las actividades, su día de inicio, su duración y el tiempo total de la obra se pueden ver en la Tabla 138.

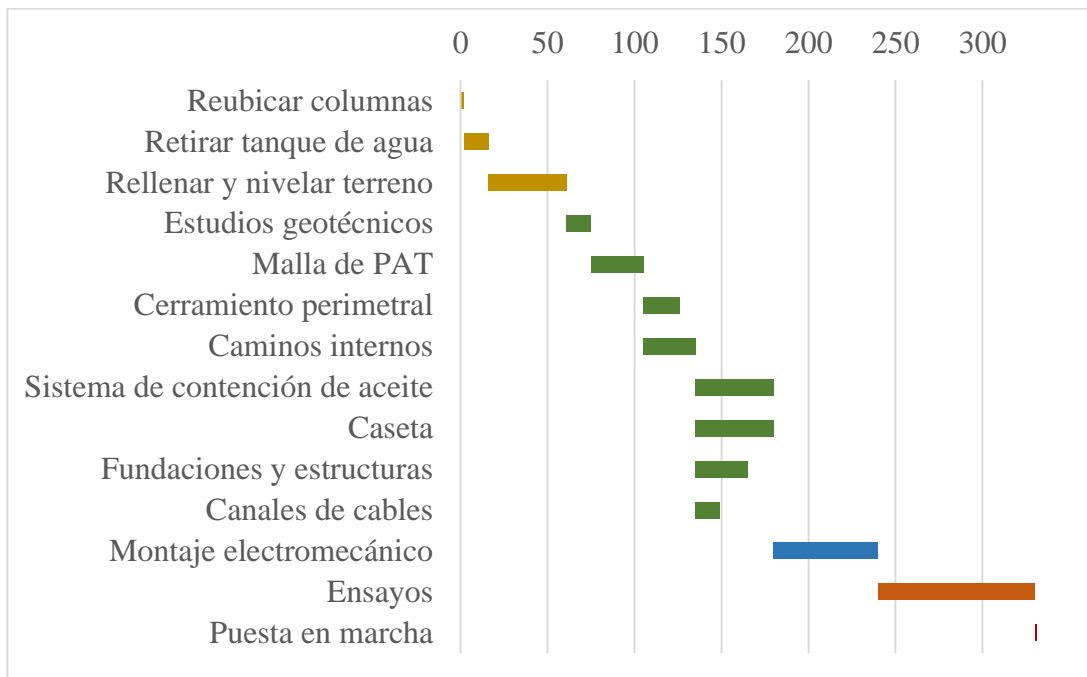
Tabla 138*Cronograma de actividades*

Actividades	Inicio de actividad [día]	Duración [día]	Tiempo desde el inicio [día]
Reubicar columnas	0	2	2
Retirar tanque de agua	2	14	16
Rellenar y nivelar terreno	16	45	61
Estudios geotécnicos	61	14	75
Malla de PAT	75	30	105
Cerramiento perimetral	105	21	126
Caminos internos	105	30	135
Sistema de contención de aceite	135	45	180
Caseta	135	45	180
Fundaciones y estructuras	135	30	165
Canales de cables	135	14	149
Montaje electromecánico	180	60	240
Ensayos	240	90	330
Puesta en marcha	330	1	331
		Total	331

La duración total de la obra es 331 días.

12.3. Diagrama Gantt

En la Figura 77 se presenta el Gantt de la obra para ilustrar visualmente el paso de las actividades.

Figura 77*Diagrama de Gantt de la obra*

Nota: Las actividades de la etapa 1 se presentan en amarillo, de la etapa 2 en verde, de la etapa 3 en azul, de la etapa 4 en naranja y de la etapa 5 en rojo.

13. Plan de marketing

13.1. Investigación de mercado

Desde el año 2002 la demanda en la ciudad de Concordia se vio afectada por los cambios de tecnologías, contextos económicos regionales, épocas de crisis y el cambio climático. Por esto la tasa de crecimiento varió año a año siendo mayor, menor o incluso negativa. Pese a esto, la demanda presenta una tendencia creciente. Los estudios de los últimos 20 años, muestran que el promedio de la tasa de crecimiento en la región es de +3,5% de la demanda de energía anual y de +4,4% de la demanda de potencia máxima por año.

Los valores de potencia reflejan la necesidad de proyectos que aumenten la potencia instalada en la región y el crecimiento de la energía es fundamental para poder realizar inversiones que mejoren o amplíen la red de eléctrica.

Por otro lado, el tipo de demanda es mayormente residencial, un 55% de la energía consumida corresponde a esta categoría. Si se considera además las pequeñas demandas generales y el alumbrado público se obtiene el 77% de la demanda. Es decir que el sector comercial e industrial representa solo el 23% del consumo de la región. Contemplando estos datos, un proyecto que añade potencia a la ciudad, potencialmente puede promover el aumento del sector industrial e impulsar el crecimiento regional.

13.2. Segmentación

El proyecto está dirigido a aumentar la calidad del servicio eléctrico de toda la zona de concesión del distribuidor y puntualmente a abastecer un cuarto de la demanda de la misma, correspondiente a las líneas de distribución que nazcan en Central 2.

13.3 Diferenciación

La solución propuesta en este trabajo permite agregar un gran paquete de potencia a la red de la ciudad, no requiere generar cortes del servicio para realizar las obras, presenta un impacto visual muy reducido, mejora las interconexiones entre estaciones en los niveles de media tensión, renueva los equipamientos existentes y permite al sistema crecer para responder a la demanda a mediano y largo plazo.

13.4. Posicionamiento

La obra permite abastecer la demanda de energía eléctrica durante la vida útil de las instalaciones, asegurando el servicio y fomentando el crecimiento de la región. Esta se posiciona como pilar fundamental del desarrollo socioeconómico de la población.

13.5. Comunicación

La información del proyecto, objetivos, costos, tiempos, características de la obra, impacto ambiental y social, se informa de las siguientes maneras:

- Notificación vía carta, enviada junto a la facturación del mes previo a la ejecución de la obra. Los usuarios registrados con facturación digital, recibirán la misma carta vía correo electrónico.
- Se realizarán reuniones públicas antes y durante la ejecución de la obra, para difundir la información. Además, reuniones puntuales con los grandes usuarios e interesados en serlo, con la intención de motivar el consumo industrial.
- Se contratarán planes de publicidad en redes sociales como Instagram, Facebook y Twitter.
- Anuncios por radiodifusión y servicios de cable.
- Noticias en la página oficial de la Cooperativa.

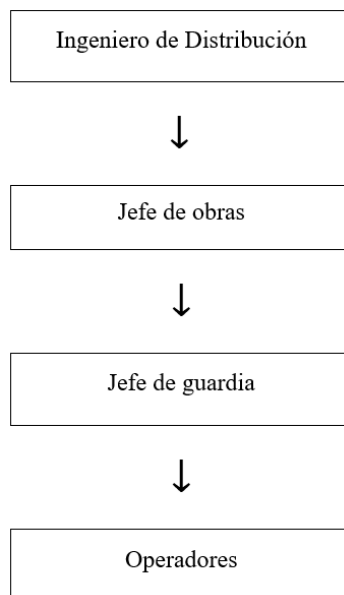
14. Gestión y personal

14.1. Estructura de la organización

La cadena de mando para la operación y maniobra de la estación transformadora se muestra en la Figura 78.

Figura 78

Organigrama de operación de la estación transformadora



Se pueden distinguir dos tipos de trabajos sobre la estación según la jerarquía a respetar:

- **Controles de cargas y operación:** se realizan por los operadores sin intervención de los jefes, ni ingenieros.
- **Maniobras:** en el caso de trabajos programados, los jefes coordinan con los oficiales y ayudantes para hacer los trabajos y una vez en el lugar, coordinan por radio con los operadores para realizar maniobras. En caso de fallas, los operadores dan aviso a los jefes e ingeniero de guardia para que recorran las líneas y cuando se identifica la falla, se coordina el trabajo.

14.2. Personal

El personal necesario para la operación y maniobra de la estación se compone de 11 personas, que trabajan de forma rotativa. Los que realizan trabajos sobre los cuadros de mando y operación son los operadores, con este cargo se requieren 6 personas trabajando en turnos de 1 operador a la vez. Se suma 1 jefe de guardia y 1 jefe de obras que se coordinan con los operadores para realizar el trabajo correspondiente fuera de la estación que se requiera en cada momento. Adicionalmente se requieren 3 ingenieros, quienes tomarán las decisiones sobre el planeamiento y funcionamiento de la estación y brindan asistencia técnica al resto de los integrantes.

15. Responsabilidad social empresaria

15.1. Impacto ambiental

A continuación, se citan los puntos de interés referidos al cuidado del medio que aplican dentro de los límites de la ET.

Impacto visual

La solución planteada en este proyecto presenta muchas ventajas con respecto a otras en este apartado. Para empezar, no se requiere la compra de un nuevo terreno para la construcción de la ET. Además, en el emplazamiento de Central 2 ya se encuentra construida una estación, por lo que el habitante de Concordia no notará una diferencia significativa y no se verá

atacado por la construcción de la nueva ET. Otra ventaja es que al punto donde se pretende realizar la estación del proyecto confluyen todas las líneas necesarias para cubrir la demanda de la ET, por lo que no sería necesario incurrir en la construcción de más alimentadores de distribución y nuevamente no asustar al habitante de la ciudad.

Campos eléctricos y magnéticos admisibles

Se debe cumplir, según resolución de la Secretaría de energía SE N°077/98, que a 1m sobre el nivel del suelo los valores máximos medidos sean:

- Campo eléctrico: $3kV/m$.
- Campo magnético: $25\mu T$.

Distancias eléctricas

La estación cumple con las distancias de seguridad para evitar el daño sobre los trabajadores que ingresen a la playa de la estación.

Tensiones peligrosas

La estación posee un sistema de malla de puesta a tierra para evitar tensiones peligrosas de paso y de contacto para las personas que ingresen a la playa de la estación.

Niveles de ruido de transformadores

Según la norma IRAM 2437, los niveles de ruido que se deben cumplir son:

- Nivel máximo de ruido: entre 75 y 80dB.

Protección contra incendios

La estación está equipada con un sistema de contención de llamas en caso de la explosión de un transformador, con el fin de evitar daños sobre los demás equipamientos y sobre las personas.

Servicio de aguas

La estación cuenta con un sistema de separación de aceite y agua en caso de contaminar el agua de desagüe por pérdidas de aceite.

Obra civil

La obra civil debe seguir los lineamientos de las normas CIRSOC correspondientes.

15.2. Seguridad y salud ocupacional

Respecto a la seguridad y salud de los empleados, todo personal (propio o contratado) que deba ingresar, permanecer y/o realizar trabajos en la ET, así como las personas que ingresen con fines de visita, auditoría, etc. deben hacerlo con los elementos de protección personal y de seguridad colectiva correspondiente. Además, utilizando la habilitación otorgada por el distribuidor para la función que desempeña dentro de la misma.

En el aspecto de puestos de trabajo, todos los empleados que estaban destinados a la operación de la ET de 33kV pueden ocupar el mismo cargo en la operación de la ET de 132kV. Solo es necesario un curso inicial para que conozcan la nueva topología de la red, maniobras disponibles, equipamientos y procedimientos. En caso de que el distribuidor decida mantener total o parcialmente la operación de la ET de 33kV, se absorben los empleados actuales que no tengan tareas en esta y se les asigna el nuevo puesto con las mismas categorías en la de mayor tensión. El resto se contrata para cubrir los puestos faltantes.

16. Factibilidad financiera

16.1. Inversión inicial

La inversión inicial de la obra contempla la compra, construcción e instalación de los equipos de la playa y la caseta de la estación, de la compra de materiales y construcción de la malla de puesta a tierra, del movimiento de suelos, de las obras civiles y la colocación de columnas. Esta se paga en el año 0 correspondiente al flujo de fondos y tiene un valor de USD7,02M, adoptando el tipo de cambio oficial USD1=\$365.

El detalle del presupuesto con los ítems mencionados y su valor se muestra en la Tabla 139.

Tabla 139

Presupuesto

Descripción	Cantidad	Costo unidad [USD]	Costo total [USD]
Transformadores de potencia	2	1.935.000	3.870.000
Interruptor 132kV	4	51.000	204.000
Seccionador 132kV	9	18.250	164.250
Transformador de corriente 132kV	4	8.900	35.600
Transformador de tensión 132kV	1	8.900	8.900
Descargador 132kV	3	8.000	24.000
Seccionador 33kV	1	5.500	5.500
Seccionador 13,2kV	1	5.500	5.500
Descargador 33kV	3	1.000	3.000
Descargador 13,2kV	3	800	2.400
Celdas 33kV	13	53.500	695.500
Celdas 13,2kV	11	50.000	550.000
Reactor de neutro	2	4.100	8.200
Columnas	Global	21.790	21.790
Fundaciones	Global	5.692	5.692
Ménsulas de estructuras	Global	29.554	29.554
Vínculos de estructuras	Global	20.364	20.364
Aisladores	Global	20.090	20.090
Cables y barras	Global	69.435	69.435
Malla de PAT	Global	379.193	379.193
Servicios auxiliares	Global	49.796	49.796
Caseta	1	50.000	50.000
Mano de obra	1	700.000	700.000
Ensayos y puesta en servicio	1	100.000	100.000
		Total	7.022.764

16.2. Vida útil del proyecto

Considerando que el presente proyecto está destinado al sector público, la duración del mismo debe ser a largo plazo (entre 20 y 30 años). Además, como la estimación de la demanda se realizó con datos históricos de 20 años, se ha elegido una vida útil de la misma duración. Este periodo cumple con el rango promedio de un proyecto público y es tiempo suficiente para permitir el crecimiento y estudiar la demanda futura para ampliar lo propuesto en este proyecto.

Desde el punto de vista de los equipos, todos tienen una vida útil que excede este plazo, y con un adecuado mantenimiento, se puede extender aún más.

16.3. Flujo de fondos

16.3.1. Ingresos

Los ingresos del proyecto son por la venta de energía a los usuarios alimentados desde la ET Central 2. Se considera de estas ventas la diferencia con respecto a la energía vendida en el año 2022. El precio del MWh unitario se considera U\$D72,6 como se determinó en el punto 8.3. Formación de precio. Además, se debe tener en cuenta que la venta sobre la energía total suministrada por la Cooperativa tiene una pérdida del 22% como así lo expresa la Memoria y Balance General, ejercicio 2021/2022 brindado por la misma.

16.3.2. Egresos

Préstamo

Para financiar la inversión inicial en el año 1 se adquiere un préstamo bancario por el 80% del monto de la obra con sistema francés. Este préstamo tiene las siguientes características:

- Monto: U\$D5.618.211.
- Tasa de interés: 15%.
- Años a pagar: 5.
- Periodicidad de pago: mensual.
- Cuota fija.

El pago del préstamo por año se muestra en la Figura 79.

Figura 79

Desarrollo del pago del préstamo

Año	0	1	2	3	4	5
Anualidad	\$ -	\$ 1.676.000	\$ 1.676.000	\$ 1.676.000	\$ 1.676.000	\$ 1.676.000
Intereses	\$ -	\$ 842.732	\$ 717.741	\$ 574.003	\$ 408.703	\$ 218.609
Amortización	\$ -	\$ 833.268	\$ 958.258	\$ 1.101.997	\$ 1.267.297	\$ 1.457.391
Total amortizado	\$ -	\$ 833.268	\$ 1.791.526	\$ 2.893.523	\$ 4.160.820	\$ 5.618.211
Capital pendiente	\$ 5.618.211	\$ 4.784.943	\$ 3.826.685	\$ 2.724.688	\$ 1.457.391	\$ -

Costos operativos

Se debe considerar como costo operativo el sueldo de los empleados explicado en el punto 14.2. Personal. Este apartado tiene un valor anual de U\$D270.790, correspondiente a los 11 empleados para 12 meses más el aguinaldo.

Peaje

Los gastos de peaje que tiene la Cooperativa por utilizar la línea de ENERSA desde la barra de la ET Salto Grande hasta la barra de la ET Concordia y la conexión a la barra de la ET Concordia, representan un 3,7% de las ventas de energía.

Compra de energía

La compra de energía que realiza la Cooperativa a CAMMESA representa el 31% de las ventas de energía.

Impuesto a las cooperativas

El impuesto aplicable a este proyecto tiene una tasa de 1,5% sobre el patrimonio, al que se corrige por desvalorización monetaria debida a la inflación.

16.4. Escenarios

Los flujos de fondos correspondientes a los escenarios se pueden ver en la Figura 80 (escenario pesimista), en la Figura 81 (escenarios intermedio) y en la Figura 82 (escenario optimista).

- Escenario pesimista

Figura 80

Flujo de fondos del caso pesimista

Caso +1,75%/año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Inversión inicial	\$ -7.022.764									
Préstamo	\$ 5.618.211	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736				
Venta de energía		\$ 183.001	\$ 369.204	\$ 558.666	\$ 751.443	\$ 947.594	\$ 1.147.177	\$ 1.350.254	\$ 1.556.884	\$ 1.767.130
Costos operativos		\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790
Peaje		\$ -6.771	\$ -13.661	\$ -20.671	\$ -27.803	\$ -35.061	\$ -42.446	\$ -49.959	\$ -57.605	\$ -65.384
Compra de energía		\$ -56.730	\$ -114.453	\$ -173.186	\$ -232.947	\$ -293.754	\$ -355.625	\$ -418.579	\$ -482.634	\$ -547.810
Impuesto a las cooperativas		\$ -100.074	\$ -94.807	\$ -89.540	\$ -84.273	\$ -79.006	\$ -73.739	\$ -68.472	\$ -63.205	\$ -57.938
F(j)	\$ -1.404.553	\$ -1.822.101	\$ -1.695.243	\$ -1.566.258	\$ -1.435.107	\$ -1.301.753	\$ 404.578	\$ 542.454	\$ 682.650	\$ 825.208
Total	\$ -1.404.553	\$ -3.226.654	\$ -4.921.897	\$ -6.488.155	\$ -7.923.262	\$ -9.225.015	\$ -8.820.437	\$ -8.277.984	\$ -7.595.333	\$ -6.770.125

2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 1.981.055	\$ 2.198.724	\$ 2.420.203	\$ 2.645.557	\$ 2.874.855	\$ 3.108.166	\$ 3.345.559	\$ 3.587.107	\$ 3.832.882	\$ 4.082.958	\$ 4.337.411
\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790
\$ -73.299	\$ -81.353	\$ -89.548	\$ -97.886	\$ -106.370	\$ -115.002	\$ -123.786	\$ -132.723	\$ -141.817	\$ -151.069	\$ -160.484
\$ -614.127	\$ -681.605	\$ -750.263	\$ -820.123	\$ -891.205	\$ -963.531	\$ -1.037.123	\$ -1.112.003	\$ -1.188.193	\$ -1.265.717	\$ -1.344.597
\$ -52.671	\$ -47.404	\$ -42.137	\$ -36.870	\$ -31.602	\$ -26.335	\$ -21.068	\$ -15.801	\$ -10.534	\$ -5.267	\$ 0
\$ 970.168	\$ 1.117.573	\$ 1.267.466	\$ 1.419.889	\$ 1.574.888	\$ 1.732.507	\$ 1.892.792	\$ 2.055.790	\$ 2.221.548	\$ 2.390.115	\$ 2.561.539
\$ -5.799.957	\$ -4.682.383	\$ -3.414.918	\$ -1.995.028	\$ -420.140	\$ 1.312.366	\$ 3.205.158	\$ 5.260.948	\$ 7.482.496	\$ 9.872.610	\$ 12.434.150

– Escenario intermedio

Figura 81

Flujo de fondos del caso intermedio

Caso +3,5%/año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial	\$ -7.022.764										
Prestamo	\$ 5.618.211	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736					
Venta de energía		\$ 372.296	\$ 757.623	\$ 1.156.436	\$ 1.569.207	\$ 1.996.426	\$ 2.438.597	\$ 2.896.244	\$ 3.369.909	\$ 3.860.152	\$ 4.367.553
Costos operativos		\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790
Peaje		\$ -13.775	\$ -28.032	\$ -42.788	\$ -58.061	\$ -73.868	\$ -90.228	\$ -107.161	\$ -124.687	\$ -142.826	\$ -161.599
Compra de energía		\$ -115.412	\$ -234.863	\$ -358.495	\$ -486.454	\$ -618.892	\$ -755.965	\$ -897.836	\$ -1.044.672	\$ -1.196.647	\$ -1.353.941
Impuesto a las cooperativas		\$ -100.074	\$ -94.807	\$ -89.540	\$ -84.273	\$ -79.006	\$ -73.739	\$ -68.472	\$ -63.205	\$ -57.938	\$ -52.671
F(j)	\$ -1.404.553	\$ -1.698.491	\$ -1.441.606	\$ -1.175.914	\$ -901.107	\$ -616.866	\$ 1.247.875	\$ 1.551.985	\$ 1.866.555	\$ 2.191.951	\$ 2.528.551
Total	\$ -1.404.553	\$ -3.103.044	\$ -4.544.650	\$ -5.720.563	\$ -6.621.670	\$ -7.238.536	\$ -5.990.662	\$ -4.438.676	\$ -2.572.121	\$ -380.170	\$ 2.148.382

2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 4.367.553	\$ 4.892.714	\$ 5.436.255	\$ 5.998.820	\$ 6.581.075	\$ 7.183.709	\$ 7.807.435	\$ 8.452.991	\$ 9.121.142	\$ 9.812.678	\$ 10.528.418
\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790
\$ -161.599	\$ -181.030	\$ -201.141	\$ -221.956	\$ -243.500	\$ -265.797	\$ -288.875	\$ -312.761	\$ -337.482	\$ -363.069	\$ -389.551
\$ -1.353.941	\$ -1.516.741	\$ -1.685.239	\$ -1.859.634	\$ -2.040.133	\$ -2.226.950	\$ -2.420.305	\$ -2.620.427	\$ -2.827.554	\$ -3.041.930	\$ -3.263.810
\$ -52.671	\$ -47.404	\$ -42.137	\$ -36.870	\$ -31.602	\$ -26.335	\$ -21.068	\$ -15.801	\$ -10.534	\$ -5.267	\$ 0
\$ 2.528.551	\$ 2.876.748	\$ 3.236.948	\$ 3.609.570	\$ 3.995.049	\$ 4.393.836	\$ 4.806.397	\$ 5.233.212	\$ 5.674.782	\$ 6.131.622	\$ 6.604.267
\$ 2.148.382	\$ 5.025.130	\$ 8.262.078	\$ 11.871.648	\$ 15.866.697	\$ 20.260.534	\$ 25.066.930	\$ 30.300.142	\$ 35.974.924	\$ 42.106.546	\$ 48.710.813

– Escenario optimista

Figura 82

Flujo de fondos del caso optimista

Caso +5,25% [MWh]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial	\$ -7.022.764										
Prestamo	\$ 5.618.211	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736	\$ -1.570.736					
Venta de energía		\$ 567.887	\$ 1.334.169	\$ 2.140.682	\$ 2.989.537	\$ 3.882.956	\$ 4.823.280	\$ 5.812.971	\$ 6.854.621	\$ 7.950.958	\$ 9.104.852
Costos operativos		\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790
Peaje		\$ -21.012	\$ -49.364	\$ -79.205	\$ -110.613	\$ -143.669	\$ -178.461	\$ -215.080	\$ -253.621	\$ -294.185	\$ -336.880
Compra de energía		\$ -176.045	\$ -413.593	\$ -663.611	\$ -926.756	\$ -1.203.716	\$ -1.495.217	\$ -1.802.021	\$ -2.124.933	\$ -2.464.797	\$ -2.822.504
Impuesto a las cooperativas		\$ -100.074	\$ -94.807	\$ -89.540	\$ -84.273	\$ -79.006	\$ -73.739	\$ -68.472	\$ -63.205	\$ -57.938	\$ -52.671
F(j)	\$ -1.404.553	\$ -1.570.770	\$ -1.065.121	\$ -533.201	\$ 26.368	\$ 615.038	\$ 2.805.073	\$ 3.456.608	\$ 4.142.073	\$ 4.863.248	\$ 5.622.008
Total	\$ -1.404.553	\$ -2.975.323	\$ -4.040.444	\$ -4.573.645	\$ -4.547.276	\$ -3.932.238	\$ -1.127.165	\$ 2.329.443	\$ 6.471.516	\$ 11.334.764	\$ 16.956.771

2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 9.104.852	\$ 10.319.325	\$ 11.597.559	\$ 12.942.899	\$ 13.650.885	\$ 14.396.040	\$ 15.180.315	\$ 16.005.765	\$ 16.874.551	\$ 17.788.948	\$ 18.751.351
\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790	\$ -270.790
\$ -336.880	\$ -381.815	\$ -429.110	\$ -478.887	\$ -505.083	\$ -532.653	\$ -561.672	\$ -592.213	\$ -624.358	\$ -658.191	\$ -693.800
\$ -2.822.504	\$ -3.198.991	\$ -3.595.243	\$ -4.012.299	\$ -4.231.774	\$ -4.462.772	\$ -4.705.898	\$ -4.961.787	\$ -5.231.111	\$ -5.514.574	\$ -5.812.919
\$ -52.671	\$ -47.404	\$ -42.137	\$ -36.870	\$ -31.602	\$ -26.335	\$ -21.068	\$ -15.801	\$ -10.534	\$ -5.267	\$ 0
\$ 5.622.008	\$ 6.420.326	\$ 7.260.279	\$ 8.144.054	\$ 8.611.635	\$ 9.103.489	\$ 9.620.888	\$ 10.165.173	\$ 10.737.758	\$ 11.340.126	\$ 11.973.842
\$ 16.956.771	\$ 23.377.097	\$ 30.637.377	\$ 38.781.430	\$ 47.393.066	\$ 56.496.555	\$ 66.117.442	\$ 76.282.615	\$ 87.020.373	\$ 98.360.499	\$ 110.334.342

16.5. Periodo de repago

El periodo de repago es el tiempo en que el flujo de fondos pasa de ser negativo a positivo.

Los resultados de cada escenario se muestran a continuación.

- Escenario pesimista

El periodo de repago final se da a los 14 años, 2 meses y 27 días.

- Escenario intermedio

El periodo de repago final se da a los 9 años, 1 mes y 24 días.

- Escenario optimista

El periodo de repago final se da a los 6 años, 3 meses y 27 días.

16.6. VAN

Es la diferencia entre el valor actual de los futuros flujos positivos de caja (ingresos) y el valor actual de los flujos negativos de caja (egresos).

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

Este valor se calcula con una tasa de interés $i = 15\%$ en dólares y con una cantidad de periodos $n = 20$ años.

Los resultados de cada escenario se muestran a continuación.

- Escenario pesimista

El valor obtenido es -USD33.058.690.

- Escenario intermedio

El valor obtenido es USD260.573.

- Escenario optimista

El valor obtenido es U\$D60.842.353.

16.7. TIR

La TIR es la máxima tasa de interés que podría pagarse por el capital empleado durante toda la vida de una inversión, sin que se sufra pérdida alguna en el proyecto. Entonces es la tasa de interés:

$$TIR = i$$

que produce:

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j} = 0$$

Los resultados de cada escenario se muestran a continuación.

- Escenario pesimista

El valor obtenido es de -5,9%.

- Escenario intermedio

El valor obtenido es de 15,1%.

- Escenario optimista

El valor obtenido es de 32,5%.

17. Conclusión

Por lo expuesto en este trabajo, se demuestra que el proyecto es factible técnicamente, es necesario para el servicio a los usuarios y es superior a otras alternativas desde el punto de vista del impacto ambiental.

Desde el punto de vista económico, dos de los tres escenarios presentan VAN y TIR positivas, es decir que devuelven el capital invertido, pagan un % de interés y proporcionan un excedente de USD260.573 y USD60.842.353 para los casos intermedio y optimista respectivamente. Pero en los tres casos el periodo de repago se encuentra dentro del plazo de la vida útil del proyecto. Esto quiere decir que en todos los casos el proyecto es factible económicamente.

Se propone que la empresa trabaje para reducir las pérdidas sobre las ventas de energía y que promueva el crecimiento del sector industrial en la región. De esta manera se estima que la evolución futura de la demanda se asemejará a los escenarios intermedio y optimista que son los que presentan mejores indicadores económicos. No obstante, se debe recordar que la empresa es sin fines de lucro y que la prioridad es el beneficio en cuanto a calidad de servicio que se brinde al usuario.

Bibliografía

Asociación electrotécnica argentina. (2007). AEA 95301-*Reglamentación de líneas aéreas exteriores de media tensión y alta tensión.*

Asociación electrotécnica argentina. (2011). AEA 95402-*Reglamentación para estaciones transformadoras.*

ENERSA. (2022). *Guía de referencia del sistema de transporte 2022-2026.*

Información técnica proporcionada por el distribuidos Cooperativa eléctrica y otros servicios de Concordia Ltda.

Institute of electrical and electronics engineers. (2000). IEEE Std 80-2000-*Guía para la seguridad de puesta a tierra en subestaciones CA de alta tensión.*

Instituto argentino de normalización y certificación. (1987). IRAM 2358-*Corrientes de cortocircuito. Métodos para el cálculo de sus efectos.*

Instituto argentino de normalización y certificación. (1989a). IRAM 2359 parte I-*Tableros eléctricos. Barras de cobre para corriente permanente. Diseño.*

Instituto argentino de normalización y certificación. (1989b). IRAM 2359 parte II-*Tableros eléctricos. Barras de aluminio para corriente permanente. Diseño.*

Instituto argentino de normalización y certificación. (1997). IRAM 2184-*Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas.*

Transener SA (s.f.). *Guía general de diseño para estaciones transformadoras.*

Transener SA (s.f.). *Guía de diseño y normas de protecciones.*

Transener SA (s.f.). *Guía de diseño y normas del sistema de servicios auxiliares.*