



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DESARROLLO DE UN CICLO COMBINADO: ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Autor: Álvaro Vázquez de la Iglesia

Director: Alberto Peña Quintero

Firma del tutor:

Madrid 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Desarrollo de un ciclo combinado: Estudio de la instalación eléctrica
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Álvaro Vázquez de la Iglesia

Fecha:21/07/2024



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Alberto Peña Quintero

Fecha: 21/ 07/ 2024



IDOM
Alberto Peña Quintero
Bsc (Hons), MSc Electrical Eng.



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER
DESARROLLO DE UN CICLO COMBINADO:
ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Autor: Álvaro Vázquez de la Iglesia

Director: Alberto Peña Quintero

Madrid

DESARROLLO DE UN CICLO COMBINADO: ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Autor: Vázquez de la Iglesia, Álvaro.

Director: Peña Quintero, Alberto.

Entidad Colaboradora: IDOM

RESUMEN DEL PROYECTO

En el contexto de la creciente demanda energética global y la necesidad de soluciones sostenibles, se ha desarrollado un proyecto para diseñar la instalación eléctrica de una planta de ciclo combinado en el norte de África. La planta, con una capacidad neta de 2x631 MW, utiliza tecnología avanzada para optimizar la eficiencia y minimizar el impacto ambiental. Este proyecto desarrolla los cálculos de los requisitos eléctricos de la instalación de la planta.

Palabras clave: Ciclo combinado, ETAP, Cortocircuito, Flujo de Cargas, dimensionamiento de conductores.

1. Introducción

El desarrollo de infraestructura energética eficiente y segura es crucial para satisfacer la creciente demanda global de energía y reducir el impacto ambiental. En este contexto, el presente proyecto se enfoca en el diseño de la instalación eléctrica de una planta de ciclo combinado ubicada en el norte de África. La planta, con una capacidad neta de 2x631 MW, combina dos módulos de generación con 2 turbinas de gas y una de vapor por módulo. Este proyecto tiene como objetivo proporcionar una solución técnica de la instalación eléctrica y contribuir a los objetivos de sostenibilidad.

2. Definición del Proyecto

El objetivo principal del proyecto es diseñar un sistema eléctrico eficiente y seguro para la planta de ciclo combinado, asegurando que cumpla con las normativas internacionales y garantizando la operatividad y fiabilidad de la planta. Para lograr esto, se realizaron análisis detallados de cortocircuito, flujo de cargas y arranque de motores, red de tierras y el dimensionamiento de los conductores, utilizando herramientas avanzadas como ETAP y un software interno para el dimensionamiento de cables. Estos análisis son cruciales para identificar posibles riesgos, optimizar el diseño y asegurar la integración eficiente de todos los componentes del sistema eléctrico.

El análisis de cortocircuito es esencial para dimensionar adecuadamente los equipos de protección y garantizar que el sistema pueda manejar faltas eléctricas sin comprometer su integridad. El estudio de flujo de cargas asegura que la distribución de la carga eléctrica sea eficiente y que los transformadores y otros componentes críticos no estén sobrecargados. El análisis de arranque de motores evalúa el impacto en el sistema eléctrico al iniciar grandes motores, asegurando que las caídas de tensión se mantengan dentro de límites aceptables. Finalmente, el diseño de la red de tierras se enfoca en la seguridad, asegurando que las tensiones de paso y contacto sean seguras para el personal y los equipos. El dimensionamiento de conductores es la fase final.

3. Descripción de las herramientas empleadas

Para realizar los análisis mencionados, se utilizó ETAP (Electrical Transient Analyzer Program), una herramienta integral de software que permite modelar, simular y analizar sistemas eléctricos con alta precisión. ETAP es ampliamente reconocido por su capacidad para realizar cálculos detallados y proporcionar informes exhaustivos que son fundamentales para el diseño y la optimización de sistemas eléctricos.

Además de ETAP, se empleó un software interno automatizado para el dimensionamiento de cables, desarrollado a partir de PowerPoint. Este software está diseñado para realizar cálculos precisos que determinan la capacidad de transporte de corriente, la energía pasante máxima permitida y la caída de tensión de los cables. La interfaz del software permite ingresar datos detallados sobre las cargas y sus características, asignar los cuadros y cargas aguas arriba del sistema, y establecer las condiciones específicas del cableado. Una vez ingresados los datos, el software realiza los cálculos y genera informes detallados que son esenciales para verificar la adecuación del diseño.

La figura siguiente muestra un esquema general del sistema eléctrico de la planta de ciclo combinado, destacando los principales componentes y su disposición. Este esquema es crucial para entender la estructura del sistema.

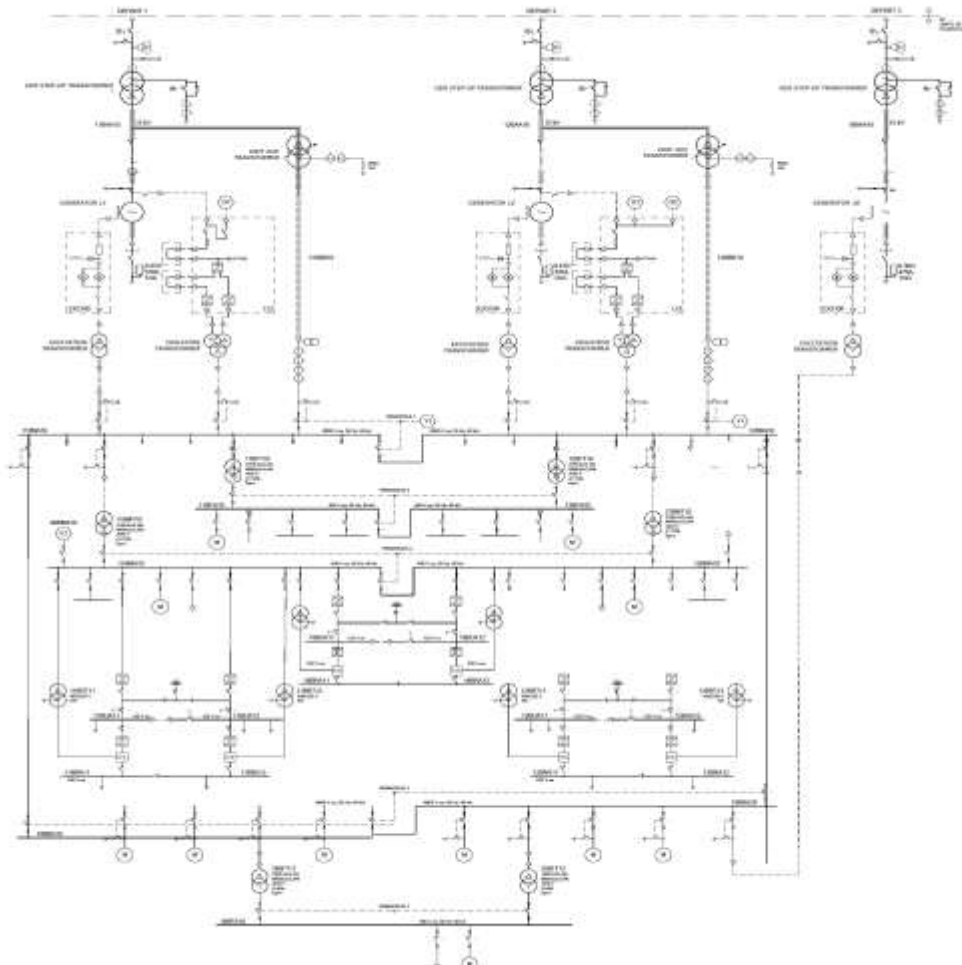


Ilustración 1 – Unifilar simplificado de uno de los módulos del sistema eléctrico

4. Resultados

Los resultados obtenidos en los diversos análisis demostraron la viabilidad del diseño propuesto. En el análisis de cortocircuito, se encontró que las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas se encontraban dentro de los rangos esperados, con una corriente máxima de cortocircuito de 40 kA y una corriente mínima de 18,27 kA en el sistema de 6,6 kV. Estos resultados son cruciales para asegurar que los equipos de protección puedan manejar las fallas sin comprometer la seguridad del sistema.

En el estudio de flujo de cargas, se verificó que los transformadores tenían un sobredimensionamiento adecuado para manejar todas las cargas conectadas, con un sobredimensionamiento promedio del 20%. Además, se evaluó la caída de tensión en los cuadros y equipos de media tensión y en los bornes de los motores durante el arranque, asegurando que estas se mantuvieran dentro de los límites aceptables.

Para el cálculo de la red de tierras, los resultados mostraron que los valores de tensión de paso y de contacto se encontraban por debajo de los máximos admisibles. La tensión de paso máxima registrada fue de 240,9 V, y la tensión de contacto máxima fue de 849,5 V. Estos resultados confirmaron que la red de tierras diseñada cumple con los requisitos de seguridad establecidos, proporcionando una protección adecuada contra descargas eléctricas.

El dimensionamiento de conductores, realizado con el software interno, aseguró la capacidad de transporte de corriente, la energía pasante y la caída de tensión óptimas. A continuación, se presenta una tabla resumen con los datos más relevantes obtenidos en cada apartado del proyecto.

Resultados Generales de la Planta de Ciclocombinado		
Características	Valor	Unidades
Análisis de Cortocircuito		
Corriente máxima de cortocircuito	40	kA
Corriente mínima de cortocircuito	18,27	kA
Flujo de Cargas		
Sobredimensionamiento promedio	20	%
Sobredimensionamiento mínimo	10	%
Caída de tensión en aparataje	Dentro de límites aceptables	-
Caída de tensión en bornes del equipo	92,86	%

Red de Tierras		
Tensión de paso máxima	240,9	V
Tensión de contacto máxima	849,5	V
Longitud total del sistema (Lc)	36.318	m
Sección del conductor	120	mm ²
Profundidad de la red	0,8	m
Dimensionamiento de Conductores		
Material Conductor	Cobre	-
Aislamiento	XLPE	-
Nivel de aislamiento	6/10	kV
Sección	Particular para cada cable	-
Instalación	Particular para cada cable	-

Ilustración 2 -Tabla resumen de los principales resultados del diseño eléctrico

5. Conclusiones

El análisis de los resultados obtenidos a lo largo del proyecto ha demostrado que los objetivos planteados fueron alcanzados satisfactoriamente. Se logró diseñar un sistema eléctrico eficiente y seguro, cumpliendo con las normativas internacionales y garantizando la operatividad y fiabilidad de la planta de ciclo combinado. Los valores obtenidos en los análisis de cortocircuito, flujo de cargas, red de tierras y dimensionamiento de conductores fueron coherentes con las expectativas y requisitos del proyecto, confirmando la robustez del diseño.

La utilización de los softwares ha sido fundamental para realizar análisis precisos y detallados, contribuyendo de manera significativa al éxito del proyecto. Los resultados obtenidos proporcionaron una base sólida para la toma de decisiones y la optimización del diseño, asegurando que todas las componentes del sistema cumplieran con los estándares de calidad y seguridad requeridos.

DEVELOPMENT OF A COMBINED CYCLE: STUDY OF THE ELECTRICAL INSTALLATION

Author: Vázquez de la Iglesia, Álvaro.

Supervisor: Peña Quintero, Alberto.

Collaborating Entity: IDOM

ABSTRACT

In the context of the growing global energy demand and the need for sustainable solutions, a project has been developed to design the electrical installation of a combined cycle plant in North Africa. The plant, with a net capacity of 2x631 MW, uses advanced technology to optimize efficiency and minimize environmental impact. This project develops the calculations for the electrical requirements of the plant installation.

Keywords: Combined cycle, ETAP, Short-circuit, Load flow, conductor sizing.

1. Introduction

The development of efficient and safe energy infrastructure is crucial to meet the growing global energy demand and reduce environmental impact. In this context, the present project focuses on the design of the electrical installation of a combined cycle plant located in North Africa. The plant, with a net capacity of 2x631 MW, combines two generation modules with 2 gas turbines and one steam turbine per module. This project aims to provide a technical solution for the electrical installation and contribute to sustainability goals.

2. Project Definition

The main objective of the project is to design an efficient and safe electrical system for the combined cycle plant, ensuring it complies with international standards and guarantees the plant's operational reliability. To achieve this, detailed analyses of short-circuits, load flow, motor starting, grounding system, and conductor sizing were conducted using advanced tools such as ETAP and an internal software for cable sizing. These analyses are crucial to identify potential risks, optimize the design, and ensure the efficient integration of all components of the electrical system.

The short-circuit analysis is essential for properly sizing protection equipment and ensuring the system can handle electrical faults without compromising its integrity. The load flow study ensures that the electrical load distribution is efficient and that transformers and other critical components are not overloaded. The motor starting analysis evaluates the impact on the electrical system when large motors are started, ensuring voltage drops remain within acceptable limits. Finally, the design of the grounding system focuses on safety, ensuring that step and touch voltages are safe for personnel and equipment. Conductor sizing is the final phase.

3. Description of the Tools Used

To perform the aforementioned analyses, ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) was used, an integrated software tool that allows for precise modeling, simulation, and analysis of electrical systems. ETAP is widely recognized for its ability to perform detailed

calculations and provide comprehensive reports that are fundamental for the design and optimization of electrical systems.

In addition to ETAP, an automated internal software for cable sizing, developed from PowerPoint, was employed. This software is designed to perform precise calculations determining the current-carrying capacity, maximum allowable energy, and voltage drop of the cables. The software interface allows for detailed data entry on loads and their characteristics, assignment of panels and loads upstream of the system, and setting specific cable conditions. Once the data is entered, the software performs the calculations and generates detailed reports that are essential for verifying the design's adequacy.

The following figure shows a general scheme of the electrical system of the combined cycle plant, highlighting the main components and their arrangement. This scheme is crucial to understand the system's structure.

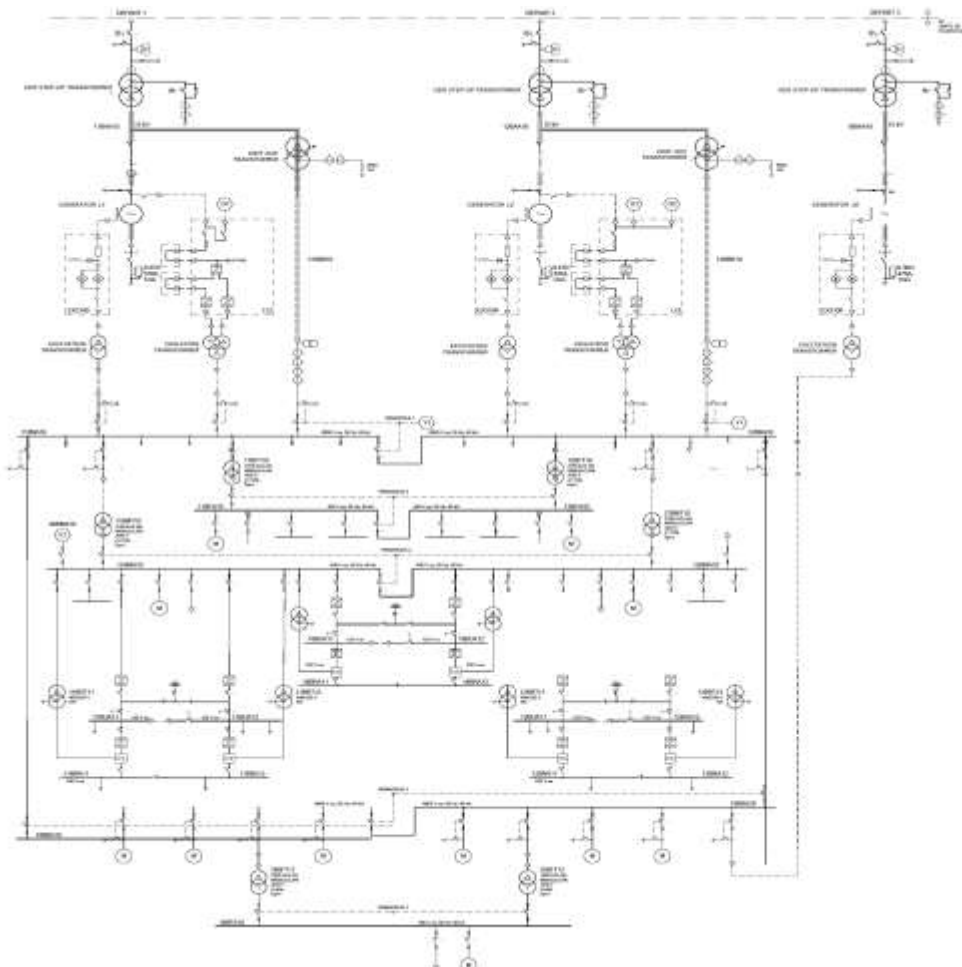


Ilustración 3 - Esquema del sistema conectando dos vagones contiguos [RODR13]

4. Results

The results obtained from the various analyses demonstrated the viability of the proposed design. In the short-circuit analysis, it was found that the maximum and minimum short-circuit currents were within the expected ranges, with a maximum short-circuit current of 40

kA and a minimum of 18.27 kA in the 6.6 kV system. These results are crucial to ensure that the protection equipment can handle faults without compromising system safety.

In the load flow study, it was verified that the transformers had adequate oversizing to handle all connected loads, with an average oversizing of 20%. Additionally, the voltage drop in the medium voltage panels and equipment and at the motor terminals during starting was evaluated, ensuring that these remained within acceptable limits.

For the grounding system calculation, the results showed that the step and touch voltage values were below the maximum permissible limits. The maximum step voltage recorded was 240.9 V, and the maximum touch voltage was 849.5 V. These results confirmed that the designed grounding system meets established safety requirements, providing adequate protection against electric shocks.

The conductor sizing, performed with the internal software, ensured optimal current-carrying capacity, allowable energy, and voltage drop. The following table summarizes the most relevant data obtained in each section of the project.

General Results of the Combined-Cycle Plant		
Characteristics	Value	Units
Short-Circuit Analysis		
Maximum short-circuit current	40	kA
Minimum short-circuit current	18.27	kA
Load Flow		
Average oversizing	20	%
Minimum oversizing	10	%
Voltage drop in switchgear	Within acceptable limits	-
Voltage drop at equipment terminals	92.86	%
Grounding System		
Maximum step voltage	240.9	V
Maximum touch voltage	849.5	V
Total system length (Lc)	36,318	m

Conductor cross-section	120	mm ²
Network depth	0.8	m
Conductor Sizing		
Conductor material	Copper	-
Insulation	XLPE	-
Insulation level	6/10	kV
Cross-section	Specific for each cable	-
Installation	Specific for each cable	-

Ilustración 4 - Simulación del bucle completo de la etapa de frecuencias

5. Conclusions

The analysis of the results obtained throughout the project has shown that the objectives set were satisfactorily achieved. An efficient and safe electrical system was designed, complying with international standards and ensuring the operational reliability of the combined cycle plant. The values obtained in the short-circuit, load flow, grounding system, and conductor sizing analyses were consistent with the project's expectations and requirements, confirming the robustness of the design.

The use of ETAP software was fundamental for performing precise and detailed analyses, significantly contributing to the project's success. The results obtained provided a solid basis for decision-making and design optimization, ensuring that all system components met the required quality and safety standards.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Estado de la Cuestión	7
1.2 Motivación	8
1.2.1 Eficiencia Energética y Sostenibilidad:	8
1.2.2 Versatilidad en el Suministro de Combustible:	9
1.2.3 Desarrollo Regional y Generación de Empleo:	9
1.2.4 Adopción de Tecnologías Avanzadas:	9
1.2.5 Resiliencia Operativa y Fiabilidad:	9
1.3 Objetivos del proyecto.....	10
1.4 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	11
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	13
2.1 ETAP (Electrical Transient Analyzer Program).....	13
2.2 Base de datos cálculo de cables.....	15
Capítulo 3. Criterios del Diseño eléctrico	18
3.1 Condiciones Generales	18
3.1.1 Condiciones ambientales.....	18
3.1.2 Códigos y normas aplicables.....	19
3.2 Niveles de Tensión y Frecuencia.....	20
3.3 Requisitos de Diseño	21
3.3.1 Funcionamiento.....	21
3.3.2 Operación.....	23
3.3.3 Transformadores de la Instalación.....	25
3.3.4 Sistema de Media Tensión.....	26
3.3.5 Sistema de Baja Tensión.....	27
3.3.6 Sistema de Puesta a Tierra.....	28
3.3.7 Generador de emergencia (generador diésel de arranque en negro).....	29
3.3.8 Cables.....	30
Capítulo 4. Cálculos del Sistema Eléctrico.....	32
4.1 Cortocircuito.....	36

4.1.1 Cálculo de Corriente Máxima de Cortocircuito.....	37
4.1.2 Cálculo de Corriente Mínima de Cortocircuito	38
4.1.3 Conclusión del Cálculo de Cortocircuito.....	39
4.2 Flujo de Cargas.....	41
4.2.1 Comprobación de Transformadores.....	42
4.2.2 Nivel de Tensión	43
4.3 Red de Tierras	51
4.3.1 Resistividad del suelo	52
4.3.2 Cálculo de los valores máximos permitidos de tensión de paso y contacto	54
4.3.3 Dimensionamiento del Conductor de Puesta a tierra	56
4.3.4 Evaluación de la Resistencia de Puesta a Tierra	58
4.3.5 Cálculo de la tensión máxima de Paso y de Contacto.....	60
4.4 Dimensionamiento de Conductores.....	62
4.4.1 Requisitos Generales	62
4.4.2 Dimensionamiento de los Cables de Media Tensión.....	64
Capítulo 5. Análisis de Resultados.....	72
Capítulo 6. Bibliografía.....	76
ANEXO I: Características de los Elementos Principales	77
ANEXO II: Factores de Corrección	81
ANEXO III: Resultados de los Cálculos	86
ANEXO IV: Planos de la Instalación.....	116

Índice de figuras

Ilustración 1 – Unifilar simplificado de uno de los módulos del sistema eléctrico.....	8
Ilustración 2 -Tabla resumen de los principales resultados del diseño eléctrico.....	10
Ilustración 3 - Esquema del sistema conectando dos vagones contiguos [RODR13].....	12
Ilustración 4 - Simulación del bucle completo de la etapa de frecuencias.....	14
Ilustración 5:Ciclo combinado en configuración 2x1. [1].....	5
Ilustración 6: Interfaz del Software ETAP.	15
Ilustración 7: Interfaz de la Base de datos Interna para el Dimensionamiento de Conductores.	16
Ilustración 8: Resultado de la medida de resistividad del terreno a distintas profundidades.	53
Ilustración 9: Diagrama de Bloques del proceso de diseño de la Red de Tierras.....	61

Índice de tablas

Tabla 1: Datos de las condiciones meteorológicas del Ciclo Combinado.....	19
Tabla 2: Tensión nominal del sistema eléctrico suministrado.....	21
Tabla 3: Resumen de la lista de cargas por barras del Sistema Eléctrico.....	34
Tabla 4: Características de los principales Transformadores Auxiliares del Sistema Eléctrico	35
Tabla 5: Resultados del Cálculo de Cortocircuito	41
Tabla 6: Comprobación del dimensionamiento de los Transformadores	43
Tabla 7: Resultados del Estudio de Caída de Tensión	47
Tabla 8: Potencia auxiliar	47
Tabla 9: Características del Motor de Media tensión.	48
Tabla 10: Resultados de los niveles de tensión tras Arranque de Motor.....	51
Tabla 11: Resultados de la Tensión de Paso y de Contacto.	56
Tabla 12: Parámetros y resultados del cálculo de la Tensión de Paso y Contacto.	60
Tabla 13: Características Generales de los Cables de Media Tensión	65
Tabla 14: Resultados de los Factores de Corrección Según el Tipo de Instalación	67
Tabla 15: Valores de las Resistencias y Reactancias según la sección y el tipo de instalación.	70

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En el marco de su compromiso continuo con el desarrollo de infraestructuras sostenibles y eficientes, IDOM ha sido galardonada con un proyecto para la construcción de una Central Eléctrica de Generación en Ciclo Combinado. Este proyecto consta de dos bloques de generación de energía, cada uno con una configuración (2)x(1), compuesto por un tren de potencia con dos (2) turbinas de gas, generadores asociados, recuperadores de calor de vapor y una (1) turbina de vapor, junto con sus auxiliares y sistemas comunes para ambos bloques de generación, generando una producción neta de aproximadamente 2x631 MW.

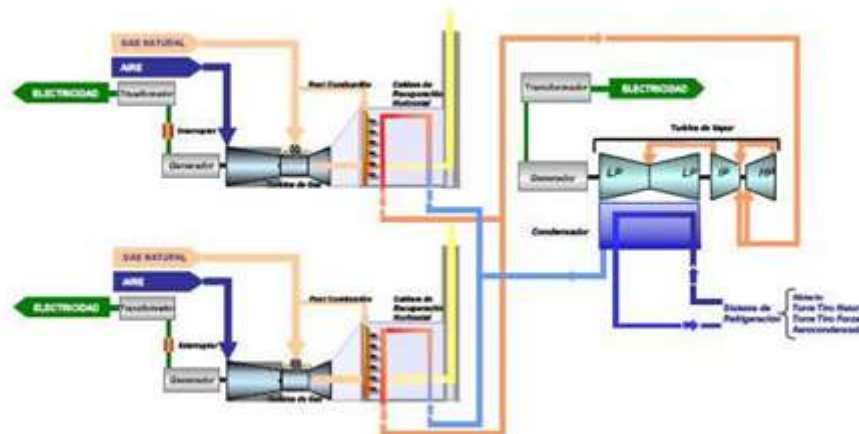


Ilustración 5:Ciclo combinado en configuración 2x1. [1]

La planta de energía de ciclo combinado se instalará en una ubicación al norte de África, en una parcela no ocupada en una localidad, con una superficie total de 40 hectáreas. Este complejo de generación será adaptable para el uso de combustibles duales, operando tanto con gas natural como con diésel destilado ligero como combustible secundario.

La planta incluirá:

- Dos trenes de potencia, cada uno compuesto por dos turbinas de gas, recuperadores de calor de vapor asociados, auxiliares y generadores, con chimenea de derivación con desviador, así como una turbina de vapor y su condensador de vapor enfriado por aire.
- Dos (2) ciclos de agua/vapor con triple presión y recalentamiento, cada uno con dos recuperadores de calor de vapor (tipo tambor, no disparados, diseño horizontal, circulación natural, al aire libre) que incluyen un módulo de precalentamiento de condensado.
- Equipamiento auxiliar para los trenes de potencia, incluyendo sistemas de suministro de gas y combustible líquido, recolección de efluentes, lubricación, control de aceite hidráulico, refrigeración, sistemas de dosificación y muestreo, así como sistemas de monitorización continua de emisiones.
- Sistemas auxiliares para el Sistema de Potencia (BOP, por sus siglas en inglés) como estación de regulación y medición de gas, planta de tratamiento de agua, sistemas de suministro y distribución de agua, estación y sistema de distribución de aire comprimido, sistema de recolección y tratamiento de aguas residuales, sistema de protección contra incendios, entre otros.
- Sistemas eléctricos asociados, como transformadores y módulos eléctricos.
- Sistemas DCS (Sistema de Control Distribuido), que incluyen sistemas de control para turbinas de gas y vapor, así como PLC locales para unidades de paquete.
- Sistemas de comunicación y seguridad.
- Grúas, polipastos y dispositivos de elevación.
- Obras civiles asociadas para el equipo/sistemas mencionados y edificios no relacionados con el proceso, como administración, taller y edificios de control.

Este proyecto no solo representa una avanzada solución en generación de energía, sino también un paso significativo hacia el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) pertinentes. La implementación de esta instalación de ciclo combinado contribuirá no solo

al suministro confiable de energía, sino también a la mitigación del impacto ambiental, posicionando a IDOM como líder en el sector de infraestructuras energéticas.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En el contexto de la creciente demanda mundial de energía y la necesidad imperante de transiciones hacia fuentes más limpias y eficientes, la implementación de plantas de generación en Ciclo Combinado como la propuesta por IDOM se convierte en un aspecto estratégico para la evolución del sector energético. Un exhaustivo análisis del estado de la cuestión revela diversas soluciones tecnológicas y desafíos asociados con instalaciones similares y la generación eléctrica en general.

La literatura técnica y los proyectos existentes destacan la eficiencia inherente de los Ciclos Combinados en comparación con otros métodos de generación de energía. La combinación de turbinas de gas y vapor permite aprovechar de manera óptima la energía contenida en los combustibles, logrando rendimientos notables ($\approx 57\%$)[3] y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Este enfoque ha sido adoptado con éxito en diversas partes del mundo, demostrando su capacidad para generar electricidad de manera eficiente.

A pesar de sus beneficios, el despliegue de instalaciones de Ciclo Combinado no está exento de desafíos. La variabilidad en los precios de los combustibles, la complejidad de la integración de tecnologías y la necesidad de una gestión eficiente de los recursos hídricos son aspectos cruciales que han sido identificados en proyectos anteriores. Además, la adaptabilidad a múltiples combustibles, como gas natural y diésel destilado ligero, agrega una capa adicional de complejidad operativa y de diseño.

En términos de ubicación geográfica, la selección de un terreno no ocupado en una localidad al norte de África plantea desafíos específicos relacionados con las condiciones climáticas, la logística y la infraestructura local. La necesidad de garantizar la sostenibilidad y la

resiliencia operativa en este contexto geográfico agrega un elemento crítico a la planificación y ejecución del proyecto.

La revisión de proyectos similares enfatiza la importancia de las instalaciones auxiliares y de los sistemas de control para el rendimiento y la confiabilidad del ciclo combinado. La integración de tecnologías avanzadas, como los Sistemas de Control Distribuido (DCS) y los sistemas de monitoreo continuo de emisiones, se presenta como una tendencia clave para optimizar la operación y cumplir con los estándares ambientales[4].

La revisión de soluciones tecnológicas y experiencias previas proporciona una base sólida para la planificación y ejecución exitosas del proyecto propuesto por IDOM en la región del norte de África.

1.2 MOTIVACIÓN

La ejecución del proyecto de desarrollo de un ciclo combinado y estudio de la instalación eléctrica responde a una serie de motivaciones estratégicas y operativas fundamentales para IDOM y su compromiso con la innovación, sostenibilidad y excelencia en el sector energético.

1.2.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD:

- La creciente demanda energética a nivel global exige soluciones que maximicen la eficiencia en la generación de energía. La adopción de un Ciclo Combinado, con su capacidad para aprovechar de manera eficiente los recursos energéticos, se alinea con la búsqueda de soluciones sostenibles y de baja emisión de carbono. Aunque emiten gases de efecto invernadero, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por unidad de electricidad generada son significativamente menores en comparación con las centrales eléctricas alimentadas por carbón[3]. Además, los sistemas avanzados de control de emisiones ayudan a minimizar la liberación de otros contaminantes.

- Contribución directa a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente aquellos relacionados con energía asequible y no contaminante (ODS 7), acción por el clima (ODS 13) y ciudades y comunidades sostenibles (ODS 11).

1.2.2 VERSATILIDAD EN EL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE:

- La capacidad de la planta para operar con dos combustibles diferentes, gas natural y diésel destilado ligero proporciona una flexibilidad crucial en entornos donde la disponibilidad de combustibles puede ser variable o sujeta a cambios en el mercado.
- Garantiza una operación continua y adaptativa, reduciendo la dependencia de un solo tipo de combustible y mitigando los riesgos asociados.

1.2.3 DESARROLLO REGIONAL Y GENERACIÓN DE EMPLEO:

- La ubicación estratégica de la instalación en el norte de África impulsa el desarrollo económico regional y la generación de empleo en la comunidad local.
- Se busca establecer un modelo de colaboración que promueva la transferencia de conocimientos y tecnologías, contribuyendo al crecimiento sostenible y la autonomía energética de la región.

1.2.4 ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS:

- La implementación de sistemas de control distribuido (DCS) y tecnologías avanzadas de monitoreo de emisiones demuestra el compromiso de IDOM con la vanguardia tecnológica en el sector.
- La introducción de estos elementos innovadores no solo optimiza la operación de la planta, sino que también establece un estándar de referencia en cuanto a eficiencia y sostenibilidad.

1.2.5 RESILIENCIA OPERATIVA Y FIABILIDAD:

- La diversificación de fuentes de energía y la implementación de sistemas avanzados de control contribuyen a la resiliencia operativa de la planta.

- La confiabilidad y estabilidad en la generación eléctrica son esenciales para garantizar el suministro continuo de energía en la región, especialmente en situaciones de alta demanda o eventos inesperados.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

En el marco de un diseño eléctrico general para la planta de Ciclo Combinado, se llevarán a cabo funciones específicas que aborden aspectos clave sin adentrarse en detalles específicos de cada componente:

En el ámbito de los cálculos eléctricos, se realizará un análisis de cortocircuito para evaluar la capacidad de los dispositivos de protección en puntos críticos de la red eléctrica. El análisis de flujo de cargas se centrará en la distribución general de la energía, asegurando un equilibrio adecuado y una eficiencia general del sistema.

Para el arranque de motores, se establecerán pautas generales para garantizar una secuencia segura y eficiente durante el inicio de los equipos eléctricos. El cálculo de la red de tierras se llevará a cabo con el objetivo de definir de manera global las conexiones a tierra necesarias para garantizar la seguridad y cumplir con los criterios de tensiones establecidos en la planta.

El dimensionamiento de conductores se abordará de manera general, considerando las demandas de carga globales y los criterios de eficiencia energética sin entrar en detalles específicos de cada línea.

En cuanto a las especificaciones y hojas de datos, se desarrollarán de manera global, definiendo características técnicas generales y requisitos de rendimiento para cada componente eléctrico sin entrar en detalles específicos de modelo.

La creación de planos comprenderá una implantación general de los elementos eléctricos en la instalación, diagramas unifilares simplificados para representar la disposición y conexión global de los equipos, y planos globales para la red de tierras.

Estas funciones concretas, aplicadas de manera global, asegurarán que los aspectos eléctricos del proyecto se aborden de manera integral, cumpliendo con los objetivos establecidos para cálculos, especificaciones y planos en el contexto general de la planta de Ciclo Combinado de IDOM.

1.4 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

La ejecución del proyecto de desarrollo de un ciclo combinado y estudio de la instalación eléctrica no solo persigue metas técnicas, sino que también se enmarca en la contribución activa a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), establecidos por las Naciones Unidas. A continuación, se destacan ejemplos concretos de cómo el proyecto se alinea con algunos ODS específicos[2]:

- ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante:

La adopción del Ciclo Combinado como fuente de generación eléctrica destaca la contribución al ODS 7. La eficiencia mejorada del ciclo combinado reduce la intensidad de uso de energía y contribuye a la accesibilidad y sostenibilidad de la energía en la región.

- ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura:

La integración de tecnologías avanzadas, como los sistemas de control distribuido (DCS), demuestra el compromiso con la innovación (ODS 9). Además, la construcción de la planta de ciclo combinado representa una mejora significativa en la infraestructura energética de la región.

- ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles:

La ubicación de la planta en una región del norte de África impulsa el desarrollo regional y contribuye a la creación de comunidades sostenibles (ODS 11). Esto se logra mediante la generación de empleo local y el fortalecimiento de la infraestructura comunitaria.

- ODS 13: Acción por el Clima:

La eficiencia del Ciclo Combinado y la capacidad de utilizar múltiples combustibles apoyan la acción por el clima (ODS 13). La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero contribuye directamente a mitigar el cambio climático.

- ODS 17: Alianzas para Lograr los Objetivos:

La ejecución del proyecto implica colaboración con diversos actores, desde socios locales hasta proveedores internacionales. Esta alianza fortalece la capacidad de implementar soluciones sostenibles y alcanzar los objetivos establecidos. 3

La alineación con estos ODS destaca la integración de prácticas sostenibles, la mejora del acceso a la energía, la promoción de la innovación y el fortalecimiento de las comunidades locales. Estos ejemplos subrayan el compromiso de IDOM en contribuir significativamente al progreso sostenible a nivel social, ambiental y económicos.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Es este proyecto se han empleado distintas herramientas para los cálculos. A continuación, se incluye una descripción de las tecnologías y protocolos que se han empleado.

2.1 ETAP (ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER PROGRAM)

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) es una potente herramienta de software ampliamente utilizada en la industria para el análisis y diseño de sistemas eléctricos de potencia. Diseñado específicamente para ingenieros eléctricos, ETAP proporciona una plataforma integral que abarca desde la modelización hasta la simulación y análisis de redes eléctricas. Su capacidad para realizar una amplia gama de estudios eléctricos lo convierte en una herramienta esencial para garantizar el rendimiento, la seguridad y la fiabilidad de los sistemas eléctricos en diversas industrias, incluyendo la generación, transmisión, distribución y el uso industrial.

Una de las características más destacadas de ETAP es su capacidad para construir diagramas unifilares detallados y precisos, así como la disposición de alimentadores en canalizaciones subterráneas y el diseño de mallas de tierra. Esto permite a los ingenieros desarrollar estudios exhaustivos de flujo de carga tanto en corriente alterna (AC) como en corriente continua (DC), analizar cortocircuitos, evaluar el arranque de motores, realizar análisis armónicos y estudios de estabilidad transitoria, entre otras funcionalidades. Además, ETAP facilita la coordinación de protecciones, la evaluación de la capacidad amperimétrica de cables y la descarga de baterías, proporcionando una solución completa para el análisis de sistemas eléctricos.

En cuanto al cálculo de cortocircuito, ETAP permite realizar cálculos precisos que evalúan las corrientes de falta en diferentes puntos del sistema eléctrico. Esto es esencial para determinar las corrientes de falta trifásicas, monofásicas y de fase a tierra, lo que a su vez es crucial para el diseño de sistemas de protección eficaces.

El módulo de flujo de carga de ETAP es otra de sus funcionalidades clave. Este módulo permite analizar el flujo de potencia en el sistema eléctrico, optimizando tanto el rendimiento como la estabilidad del sistema. Mediante la simulación del comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de carga, los ingenieros pueden identificar posibles sobrecargas.

El análisis de arranque de motores es otra área donde ETAP facilita la evaluación de los impactos en el sistema eléctrico cuando se inician motores grandes, analizando la caída de tensión y el impacto en la estabilidad del sistema. Este análisis asegura que los motores puedan arrancar de manera segura y eficiente, minimizando el riesgo de interrupciones o fallos en el sistema eléctrico.

El software incluye herramientas específicas para el análisis y diseño de sistemas de puesta a tierra, garantizando la seguridad y el cumplimiento de las normas internacionales. ETAP evalúa la resistencia de puesta a tierra y la distribución de corriente de falla a través del sistema de tierra.

Además de estas funcionalidades específicas, ETAP ofrece una interfaz gráfica intuitiva que facilita la creación y edición de diagramas unifilares y la disposición de elementos eléctricos. El software organiza la base de datos del proyecto de manera estructurada, proporcionando herramientas para modelar y analizar el sistema eléctrico de manera eficiente. Una vez que se crea un proyecto, ETAP presenta un editor de proyecto conocido como System Manager, que consiste en una presentación gráfica en forma de árbol que muestra los componentes del unifilar, los componentes de distribución y una base de datos multidimensional que incluye configuraciones, presentaciones y casos de estudio. Esta organización facilita el acceso y la gestión de datos, mejorando la eficiencia y precisión del análisis.

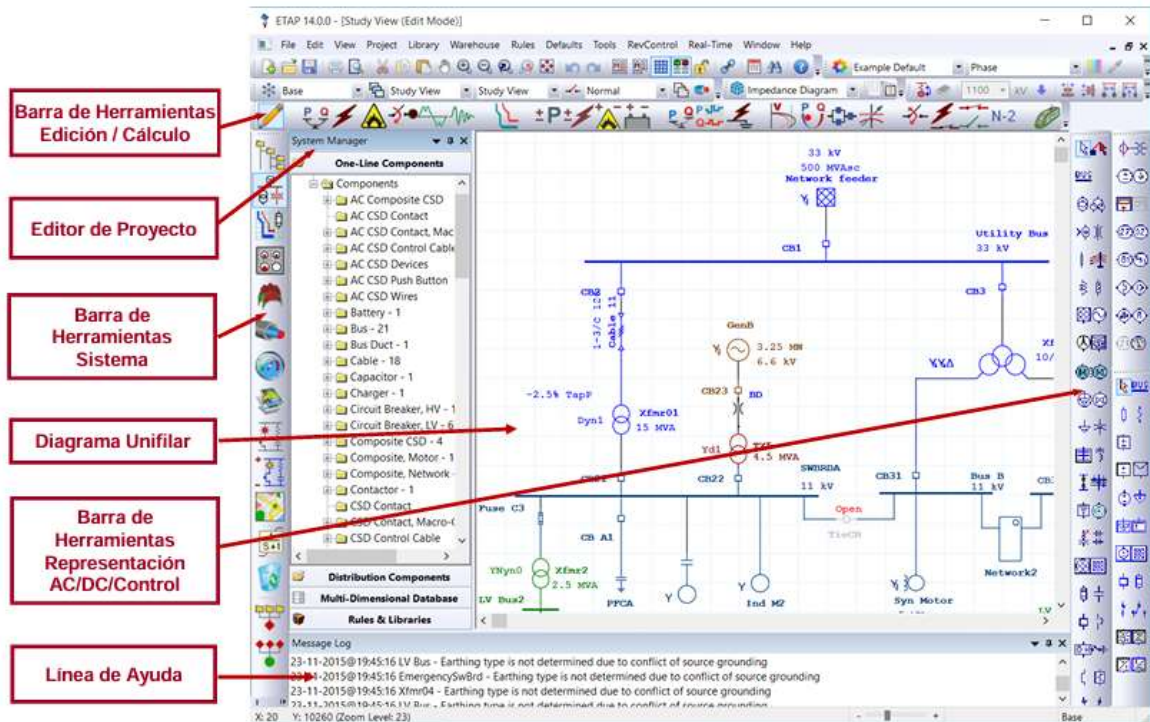


Ilustración 6: Interfaz del Software ETAP.

Otra característica destacada de ETAP es la funcionalidad Auto-Build, que permite crear y editar diagramas unifilares automáticamente. Esta herramienta asigna niveles de tensión y espaciamientos entre elementos de manera automática, basándose en un libro de reglas.

La funcionalidad Datablocks de ETAP permite visualizar datos y características de los elementos del sistema, lo que mejora la gestión y el análisis de la información. Esta característica es especialmente útil para revisar y ajustar datos de placa, capacidades y condiciones de carga, asegurando que el sistema eléctrico opere de manera óptima y segura.

2.2 BASE DE DATOS CÁLCULO DE CABLES

En el proyecto se ha utilizado un software interno desarrollado a partir de PowerPoint, automatizado específicamente para el dimensionamiento de cables eléctricos. Este programa es capaz de realizar cálculos precisos para el dimensionamiento de cables en tres áreas

críticas: la capacidad de transporte de corriente, la energía pasante máxima permitida y la caída de tensión.

El proceso comienza con la inclusión de los cuadros y cargas de la instalación, cada uno con un identificador específico que permite una asociación precisa de las cargas. Es fundamental asignar correctamente estos identificadores para garantizar que las cargas se asocien correctamente a sus respectivas fuentes de alimentación. Una vez que las cargas están registradas, se les asigna una descripción detallada y sus características generales, como la tensión, el tipo de corriente (AC o DC) y el número de fases entre otros. Posteriormente, se especifica el cuadro o carga que alimenta cada carga aguas arriba del sistema, junto con otras características importantes como el tipo de carga, la potencia nominal, el rendimiento y el factor de simultaneidad. Este detalle es crucial para asegurar que el dimensionamiento del cable sea preciso y que el sistema eléctrico funcione de manera eficiente y segura.

La interfaz del cálculo de cables del sistema permite establecer las condiciones específicas del cable, incluyendo la tensión, el tipo de aislamiento, el tipo de instalación y los factores de corrección necesarios. Con estos datos, el software realiza de manera autónoma el dimensionamiento de los cables, asegurando que se cumplan todos los requisitos técnicos y normativos.

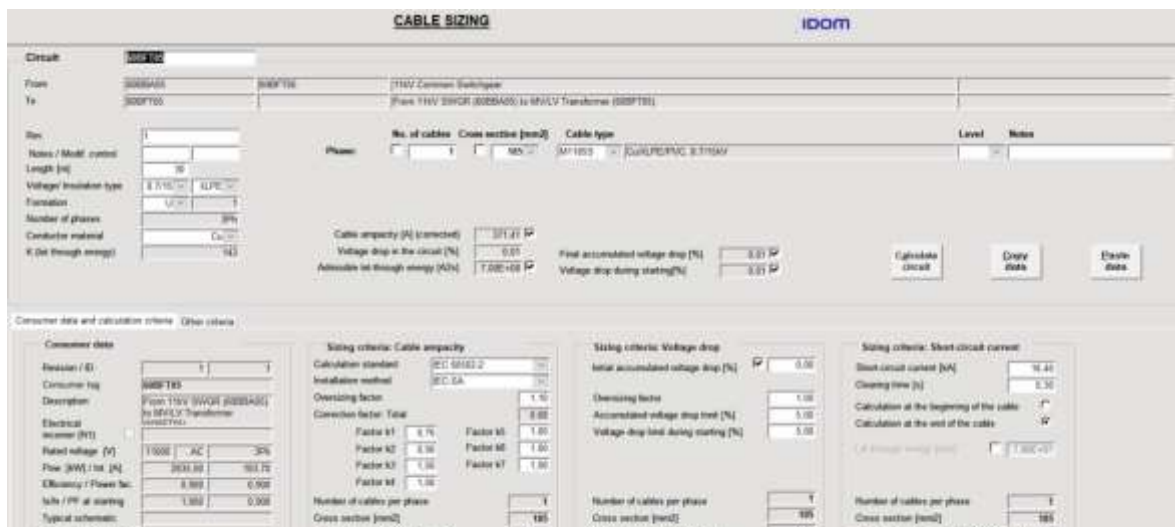


Ilustración 7: Interfaz de la Base de datos Interna para el Dimensionamiento de Conductores.

El software no solo calcula el dimensionamiento de los cables con base en los inputs proporcionados, sino que también genera un informe detallado para cada cable. Este informe incluye toda la información relevante y los resultados del cálculo, proporcionando una documentación completa que facilita la revisión y verificación de los diseños eléctricos.

Capítulo 3. CRITERIOS DEL DISEÑO ELÉCTRICO

El objetivo de este capítulo es definir los criterios de diseño para la planificación y el cálculo de todos los sistemas eléctricos de la central de ciclo combinado. Este capítulo establece los requisitos mínimos necesarios para el diseño de los sistemas eléctricos, asegurando la construcción eficiente, el funcionamiento adecuado y la alta fiabilidad de la planta.[5]

La central de ciclo combinado es un proyecto complejo y este capítulo es crucial para asegurar que todos los sistemas eléctricos se integren correctamente, cumplan con las normativas y optimicen la eficiencia energética y operativa de la planta. El Lay-Out general de la planta se puede encontrar en el **ANEXO IV**.

3.1 CONDICIONES GENERALES

3.1.1 CONDICIONES AMBIENTALES

El emplazamiento de la planta tiene una elevación de aproximadamente 730 metros sobre el nivel del mar, situado en una zona industrial. Las condiciones climáticas se resumen en la siguiente tabla:

Parámetro	Valor
Elevación	730 m
Temperatura de diseño del bulbo seco (verano)	45.0 °C
Temperatura de diseño del bulbo seco (invierno)	5.0 °C
Temperatura mínima del bulbo seco	-8.0 °C

Temperatura máxima del bulbo seco	50.0 °C
Humedad relativa de diseño (verano)	39.0%
Humedad relativa de diseño (invierno)	77%
Humedad relativa mínima coincidente	15%
Humedad relativa máxima coincidente	99%
Temperatura máxima del bulbo seco a corto plazo	50 °C
Presión ambiental	0.9401 bar

Tabla 1: Datos de las condiciones meteorológicas del Ciclo Combinado

El aire ambiental contiene una concentración de partículas de polvo de 10 mg/m³. Esta concentración de polvo tiene un fuerte impacto en la corrosión, erosión y obstrucción de los equipos y materiales, lo cual se debe tener en cuenta en el diseño del equipo, por ejemplo, considerando un espesor adicional y una filtración adecuada según sea aplicable en cada caso.

El clima es semi-desértico con grandes variaciones entre verano e invierno, así como entre el día y la noche. La lluvia es muy escasa durante todo el año. La precipitación anual promedio es de 314 mm, con un promedio mensual de 15-34 mm. La máxima precipitación registrada en 24 horas es de 68.4 mm. Para el diseño de la planta, se considera una cantidad de lluvia de 30.5 mm en 24 horas para el cálculo de la escorrentía, drenaje y recolección. La intensidad de lluvia de diseño, usada para calcular la capacidad de flujo de las estructuras de drenaje y escorrentía, es de 70 mm en un evento de 10 minutos con un periodo de retorno de 10 años.

3.1.2 CÓDIGOS Y NORMAS APLICABLES

Se aplicarán las normativas locales obligatorias y la planta cumplirá con las normas internacionales reconocidas. Esta central se construye en conformidad con las regulaciones

locales, europeas y algunas normas internacionales. Las principales normas y códigos aplicables del proyecto son (En orden de prioridad):

- Decretos, normas y estándares locales
- Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)
- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)
- Normas ANSI/IEEE (cuando no pueda aplicarse ninguna norma IEC)
- Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM)
- Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA)
- Organización Internacional de Normalización (ISO)
- Directiva Europea 94/9/CE (ATEX)

Estas normativas y estándares son fundamentales para garantizar que el diseño y la construcción de los sistemas eléctricos de la planta cumplan con los requisitos de seguridad, eficiencia y fiabilidad a nivel internacional, proporcionando una guía clara y precisa para los ingenieros y técnicos involucrados en la construcción del proyecto.

3.2 NIVELES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA

Los niveles de tensión y frecuencia para la planta son los siguientes:

- **Frecuencia nominal:** 50 Hz
- **Media tensión:** 6600 V, con una tolerancia de +10%/-10%, sistema de puesta a tierra conectado a tierra mediante baja resistencia.
- **Baja tensión:** 400 V, con una tolerancia de +10%/-10%, sistema de puesta a tierra mediante una resistencia de 30 A.

La tabla siguiente resume los niveles de tensión aplicables y las tolerancias para corriente continua (CC) y corriente alterna (CA):

Elemento	Tensión estándar	Tolerancia
Cuadros de distribución MT	6600 V	±10%
Cuadros de BT trifásico	400 V	±10%
Cuadros de BT monofásico (SAI)	230 V	±2%
Cuadros de BT CC	125 V	+10%/-15%
Iluminación y tomas de corriente	400/230 V	±10%

Tabla 2: Tensión nominal del sistema eléctrico suministrado.

3.3 REQUISITOS DE DISEÑO

El esquema unifilar eléctrico simplificado que aparece en el **ANEXO IV**, es la referencia para los sistemas eléctricos descritos en este apartado.

3.3.1 FUNCIONAMIENTO

El equipo de distribución de energía para cada turbina de gas consta de:

- Un Transformador Elevador de Generación (TEG) de dos devanados. (Transformador principal)
- Un Interruptor Automático de Generador (IAG) (Generator Circuit Breaker)
- Un Transformador Auxiliar de Unidad (TAU)
- Una barra de distribución (Switchgear) de media tensión (MT)
- Una barra de distribución de baja tensión (BT) alimentada por transformadores de MT-BT

La barra de MT con aislamiento de fase une los bornes del transformador generador mediante el IAG. El interruptor automático protege el generador y reduce la duración y los efectos de faltas internas y externas en el transformador principal y el transformador auxiliar. El IAG se usa para sincronizar el generador con la red de AT mediante el transformador elevador.

En funcionamiento normal, el transformador auxiliar suministra alimentación auxiliar a los cuadros de MT 11/12/21/22BBA mediante los interruptores automáticos de entrada. Estos alimentan los auxiliares de los transformadores de extracción y los cuadros de MT 18/28BBA, vinculados a los alimentadores de proceso para el ciclo combinado de la unidad: auxiliares de vapor y la aparamenta de MT air-cooler. Los cuadros de MT del aerofriador BBA20/30 alimentan al ventilador ACC y auxiliares a través de transformadores de MT/BT.

En funcionamiento normal, los cuadros de la sección de MT alimentan los cuadros comunes de MT 00BBA10/20. En modo de emergencia y arranque autógeno (Black Start-up), los cuadros se alimentan del sistema de arranque en negro. Los cuadros de MT 00BBA10/20 alimentan los sistemas auxiliares eléctricos y mecánicos y las cargas de emergencia necesarias para la parada segura de la instalación.

Para la puesta en marcha, la energía se suministra a través del transformador principal y el transformador auxiliar a los sistemas de MT y BT con el interruptor automático del grupo de turbinas abierto. Los sistemas de MT y BT alimentan los auxiliares de la central. Una segunda barra de MT suministra energía redundante al sistema.

En el caso de no existir conexión a la red de alta tensión, un generador diésel suministra los sistemas eléctricos de media y baja tensión necesarios para arrancar una turbina de gas en el caso que sea necesario. La alimentación a la turbina de vapor está formada por un transformador principal (TEG) y un interruptor automático (IAG).

Una vez arrancada una turbina de gas, se sincroniza con la red eléctrica a través del interruptor automático de media tensión. Luego, las demás unidades de turbina pueden arrancar a su vez.

El lado de alta tensión del transformador principal se conectará a una red de 400 kV mediante un cable aéreo. En la zona de los transformadores principales de 400 kV habrá seccionadores de alta tensión, transformadores de tensión de puesta a tierra y descargadores de sobretensión.

En la central eléctrica, el agua se calienta en la caldera de recuperación y la turbina de vapor se calienta, acelerando hasta máxima velocidad en vacío (Sin carga), y después se sincroniza con el sistema eléctrico.

Como se ha mencionado anteriormente, se emplea un generador diésel para proporcionar energía de apagado de CA de emergencia y para proporcionar capacidad de arranque sin conexión externa a AT.

3.3.2 OPERACIÓN

Las opciones de conmutación y las conexiones de barras se muestran en el diagrama unifilar del **ANEXO IV** y se explican a continuación para los siguientes modos de funcionamiento:

- **Puesta en marcha normal:**

Para arrancar las turbinas de gas, la potencia de arranque es proporcionada por la red de AT mediante un transformador principal cerrando el interruptor automático de AT mientras el interruptor automático del grupo electrógeno está abierto. El generador es arrancado y se acelera hasta que se enciende la turbina de gas y se alcanza la velocidad autónoma. Después de esto, el control del grupo electrógeno se reanuda y continúa acelerando el grupo electrógeno hasta que se alcanza la velocidad síncrona, de modo que el generador puede sincronizarse con la red utilizando el interruptor automático del grupo electrógeno.

El transformador principal alimenta los cuadros de distribución de la sección de MT utilizando los interruptores de entrada.

El cuadro de la unidad MT 11/12BBA alimenta los cuadros comunes MT 00BBA10, mientras que el cuadro de la unidad MT 21/22BBA alimenta los cuadros comunes MT 00BBA20.

- **Operación de arranque en negro**

En caso de ausencia de conexión a red de AT, los generadores de arranque en negro suministran energía a los cuadros de MT 00BBA10/20 para arrancar una turbina de gas. Los generadores alimentan los auxiliares de la unidad seleccionada -11/12BBA o 21/22BBA-.

A continuación, el generador de la turbina se pone en marcha como un motor síncrono con el inversor conmutador de carga y se acelera hasta que la turbina es arrancada y se alcanza la velocidad autónoma. Después de esto, se reanuda el control de la turbina y continúa acelerando hasta que se alcanza la velocidad síncrona, de modo que el generador puede conectarse a la red utilizando el interruptor automático del grupo electrógeno.

Una vez arrancada una turbina, el generador de arranque en negro debe sincronizarse con el interruptor automático del cuadro correspondiente y el generador de arranque en negro se desconectará.

- **Operación de carga**

Cuando las turbinas de gas están sincronizadas, los transformadores auxiliares alimentan los cuadros de distribución de las unidades 11/12/21/22BBA utilizando los interruptores de entrada.

Los cuadros de la unidad MT 11/12BBA alimenta los cuadros comunes MT 00BBA10, mientras que los cuadros de la unidad MT 21/22BBA alimenta los cuadros comunes MT 00BBA20

- **Parada de emergencia**

En caso de bajada de tensión en los cuadros de MT, los generadores de arranque en negro suministran energía a los cuadros de MT 00BBA10/20 para una desconexión segura mediante los transformadores de MT-BT 00BMT10/20.

00BMA10/20 alimenta los cuadros 11/12BMA10, 21/22BMA10 y cargas de emergencia comunes para una parada de emergencia.

3.3.3 TRANSFORMADORES DE LA INSTALACIÓN

Los transformadores elevadores y los auxiliares se han diseñado acordes con la norma IEC 60076. Serán del tipo sumergido en aceite, para instalación exterior, luz solar directa y funcionamiento continuo, ONAN/ONAF. Siendo: ONAN (Oil Natural Air Natural): Enfriamiento por convección natural de aceite y aire. Sin partes móviles (bombas o ventiladores). ONAF (Oil Natural Air Forced): Enfriamiento por convección natural de aceite con aire forzado por ventiladores. Mejora la capacidad de enfriamiento y permite mayores cargas.

Los transformadores deben poder soportar sin daños los efectos térmicos y dinámicos causados por las corrientes de cortocircuito externas posicionados en cualquier toma.

3.3.3.1 Transformadores Elevador de Generador

Los transformadores elevadores principales (11/12/18BAT10 y 21/22/28BAT10) son de aceite, de dos devanados, trifásicos, 50 Hz, YNd11. La tensión de cortocircuito es del 13% (a potencia nominal). Disponen de cambiadores de tomas de cinco posiciones $\pm 2 \times 2,5\%$ en el lado de alta tensión. El punto neutro del devanado de alta tensión está sólidamente conectado a tierra, con los correspondientes dispositivos de aislamiento para permitir los trabajos de mantenimiento.

La potencia nominal en MVA de los transformadores es de 330 MVA. Los transformadores principales auxiliares son alimentados mediante fuentes redundantes trifásicas de 400 voltios y tres cables. Los terminales de AT se conectan a un seccionador de línea mediante conductores aéreos. El lado de BT debe conectarse a la barra colectora bajo conductos.

3.3.3.2 Transformadores Auxiliares de Unidad

Los transformadores auxiliares (11/12/18BAB10 y 21/22/28BBT10) son de dos devanados, trifásicos, 50 Hz, Dyn1. Cada unidad de potencia está equipada con un transformador auxiliar para alimentar los motores de media tensión y las cargas auxiliares de la central. Cada transformador auxiliar debe está dimensionado para alimentar las cargas auxiliares de una unidad (2 Turbinas de Gas + 1 Turbina de Vapor), los auxiliares generales y la potencia

necesaria para garantizar la parada de otra unidad. Además, se ha considerado un margen de sobredimensionamiento del 5%.

El devanado de baja tensión del transformador se conecta a tierra mediante una resistencia baja, y la corriente nominal debe ser de 665 A, 10 s. Los transformadores auxiliares tienen una fuente de alimentación redundante de 400 voltios, trifásica y de tres cables.

El lado de AT de los transformadores está conectado a la barra colectora de las turbinas y está dimensionado para todas las tensiones.

3.3.3.3 Transformadores generales de la instalación

Los transformadores MT/BT 6,6/0,42 kV son trifásicos, de tipo seco y con aislamiento de clase F, alimentados por cables desde los cuadros de MT. Utilizan refrigeración natural. El grupo de acoplamiento será Dyn1 y el neutro de BT se conectará a tierra mediante una resistencia de 30 A, excepto los transformadores de potencia y alumbrado, que se conectarán directamente a tierra.

Los transformadores BT/BT 400/400-230 Vca son trifásicos, tipo seco, con aislamiento de clase F y refrigeración natural. El grupo de acoplamiento es Dyn1 y el neutro de BT se conectará directamente a tierra.

Ambos cumplen con la norma IEC 60076-11. La potencia nominal se ha calculado para superar la carga máxima calculada con un aumento de temperatura dentro de los límites.

3.3.4 SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

Los devanados secundarios de las UAT se conectan a los cuadros de media tensión, que alimentan los motores de media tensión y los transformadores MT-BT. Se utilizan interruptores automáticos para controlar los motores de media tensión.

Los cuadros son apantallada, autoportante, enchufable, con medio de corte SF₆ o vacío, y cumple con la norma IEC 62271-200. Está dimensionada para la máxima corriente continua

y cortocircuito prevista, e incluye compartimentos auxiliares para transformadores de tensión, relés e instrumentos. La tensión de control del interruptor automático es de 125 Vcc.

Los cuadros de media tensión son de doble terminal e incluyen un interruptor automático de acoplamiento y un seccionador de puesta a tierra en ambos lados del embarrado. Disponen de un sistema de conmutación rápida y están instalados en una sala o edificio eléctrico con grado de protección IP 41. Los cuadros de media tensión se comunica con el sistema de control distribuido (DCS) mediante el protocolo IEC 61850.

3.3.5 SISTEMA DE BAJA TENSIÓN

El cuadro de baja tensión tiene una tensión nominal de 400 V, trifásica, tres cables, y utiliza interruptores automáticos controlados eléctricamente. El interruptor automático de entrada es enchufable, de construcción abierta, con un relé digital y una unidad de medida y protección de defecto a tierra. Este cuadro suministra energía al Centro de Control del Motor (CCM) y recibe alimentación de los transformadores MT/BT del cuadro de media tensión situado aguas arriba. Dispone de dos alimentadores de entrada y uno de salida.

Los cuadros de BT incluyen un esquema de transferencia automática; no se permite la conexión en paralelo entre los interruptores de entrada y de acoplamiento. Alimenta motores superiores a 75 kW y consumidores iguales o superiores a 630 A, y está diseñado conforme a la norma IEC 60439.

El cuadro de BT está equipado con:

- Tomas y acoplamientos con interruptor automático enchufable, construcción abierta.
- Arrancadores de motor con interruptor automático enchufable, construcción abierta entre 125 y 400 A.
- Arrancadores de motor con disyuntores de caja moldeada de hasta 100 A.
- Cables con interruptor automático enchufable entre 630 y 2000 A.
- Alimentación por cable con disyuntor de caja moldeada entre 50 y 600 A.
- Cables con disyuntores en miniatura de hasta 50 A.

Los CCMs mencionados anteriormente suministran hasta 75 kW a motores trifásicos, permitiendo más en CCM GE para actuadores de válvulas y otros consumidores menores a

630 A. Diseñados según IEC 60439, cada CCM tiene una barra de 400 V, alimentada desde los cuadros de BT. La tensión de control se obtiene de transformadores de 400/230 V. Protección IP 41 para interiores e IP 65 para exteriores. Tensión de control de 110 o 230 Vca.

Los generadores con turbina de gas y turbina de vapor tienen UPS y sistemas DC. Los sistemas DC tienen 2 cargadores de baterías al 100% y baterías para 3 horas. Los UPS tienen 2 inversores al 100% y un transformador de derivación.

Los sistemas de 125 VCC aseguran una parada segura de las turbinas, dimensionados según IEC 60896 e IEEE 485. Las baterías son VRLA, con energía para tres horas si falla el cargador. Cada cargador de batería soporta cargas normales y recarga en diez horas o menos. Las baterías permanecen conectadas y no sufren subidas de tensión en carga rápida. Se conectan a los cuadros de CC.

3.3.6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se dispone de un sistema de puesta a tierra completo e integrado, incluyendo generadores de turbina de gas y vapor, transformadores, edificios y salas eléctricas.

La red de puesta a tierra consiste en conductores de cobre enterrados, varillas y pozos de tierra. El tamaño del conductor se basa en el nivel máximo de falta, y las tensiones de contacto y paso consideran una falta a tierra externa monofásica de 400 kV. La resistividad del suelo se mide según la Norma IEEE 81, asegurando niveles aceptables de tensión de paso y contacto conforme a la norma IEEE 80. La resistencia de la red se verifica midiendo la resistencia final. El diseño considera las subestaciones vecinas y se conecta a la red en al menos dos puntos.

En el caso de la puesta a tierra enterrada; La red se entierra a una profundidad mínima de 0,8 m, conectando barras de refuerzo, estructuras metálicas, equipos mecánicos y eléctricos. Las conexiones subterráneas se unen mediante soldadura exotérmica. Todos los elementos metálicos que puedan estar bajo tensión se conectan a la red de tierra.

En el caso de red superficial; la red de puesta a tierra incluye todas las partes metálicas conectadas eléctricamente (estructuras de acero, tuberías, bandejas de cables, etc.), formando una malla conectada a la base del electrodo de tierra. Esto iguala el potencial dentro de los edificios, evitando tensiones peligrosas en caso de rayos y corrientes de defecto. La conexión sólida entre el transformador neutro y el equipo de tierra asegura una vía directa para la corriente de defecto. Los cables de alimentación para motores de hasta 18,5 kW incluyen un conductor de tierra (3Ph + G). Todas las partes conductoras expuestas de la planta y equipo, como armarios de control, accionadores de válvulas, y prensaestopas, se conectan a tierra eficazmente. Las partes conductoras externas, como estructuras de acero y vallado perimetral, también se conectan efectivamente al sistema de puesta a tierra, aplicando conexiones equipotenciales adicionales cuando es necesario.

Los principios de funcionamiento del sistema de puesta a tierra deben ser los siguientes:

- **Subestación AT:** transformador principal en estrella: sólidamente conectado a tierra.
- **Generador:** el generador neutro con alta resistencia de puesta a tierra a través de un transformador de puesta a tierra.
- **Media tensión:** A través de una resistencia de puesta a tierra.
- **Baja tensión:** Transformador en estrella de baja tensión: sólidamente puesto a tierra o puesto a tierra de alta resistencia.

Aunque en este trabajo no se ha diseñado, cabe destacar la existencia de sistemas de protección contra el rayo para evitar las diferencias de potencial.

3.3.7 GENERADOR DE EMERGENCIA (GENERADOR DIÉSEL DE ARRANQUE EN NEGRO)

El generador diésel de emergencia está dimensionado para arrancar un grupo de turbina de gas y los sistemas auxiliares asociados. Además, proporciona la energía de emergencia esencial para la parada segura de la central eléctrica cuando se produzca la pérdida total de alimentación de CA a la central eléctrica. El generador debe poder sincronizarse con el sistema PLC de MT a efectos de verificación y prueba. El generador de MT de emergencia debe instalarse en el edificio de arranque en negro.

El generador diésel en este proyecto solo se instala en la barra compartida de media tensión. Se ha dimensionado como dos generadores de 5000 kW, que se ha diseñado para alimentar en caso de emergencia y para la posibilidad de hacer un black-start. Esto es una particularidad de este proyecto,

3.3.8 CABLES

Deben tenerse en cuenta los siguientes niveles de tensión para el dimensionamiento de cables:

- **Nivel M:** Media tensión (6,6 kV)
- **Nivel B:** Baja tensión 400/230 VCA y 125 VCC (cables eléctricos y de alumbrado)
- **Nivel C:** Entradas y salidas digitales (125 Vcc). Control de potencia (120 Vca, 125 Vcc)
- **Nivel I:** Instrumentación (RTD, E/S analógicas 4-20 mA , E/S digitales 24Vcc)

Los distintos niveles de tensión se instalan en bandejas de cables diferentes. Solo los niveles I y C podrían circular por la misma bandeja. Todos los niveles de la bandeja de cables están unidos entre sí y conectados a tierra al menos cada 30 m y en ambos extremos en el caso de cables más cortos.

Como norma general, las bandejas portacables en configuración vertical deben disponerse de arriba abajo de la siguiente manera:

- Nivel M
- Nivel B
- Nivel C
- Nivel I

Se utiliza el mismo trazado para los conductos multitubo subterráneos e interiores. Las bandejas portacables se usan cuando se tienden más de cuatro cables en la misma dirección, excepto para cables que van a los armarios de los equipos. Para un número reducido de cables se usan canaletas.

Las bandejas portacables son de tipo escalera, con dos raíles laterales conectados por anillos individuales, soldados a los raíles. Las bandejas de instrumentos también pueden ser

perforadas. El material de las bandejas es acero galvanizado en caliente con un espesor mínimo de 2 mm, conforme a la norma ASTM 123.

La separación máxima entre apoyos consecutivos en las bandejas es de 2,4 m, excepto en los accesorios (codos, puntos de arranque, etc.) que se apoyan según la norma IEC 61537.

Todos los niveles de la canaleta de cables están unidos entre sí y conectados a tierra al menos cada 30 m y en ambos extremos para cables más cortos. La distancia entre los distintos niveles de canaletas es de 300 mm, medidos de abajo a abajo. Estas distancias pueden ser menores en tramos cortos donde los cables entran en un carril de cabina o se encuentran con un obstáculo (por ejemplo, una tubería).

3.3.8.1 Instalación de cables

Los cables interiores deben tenderse en bandejas abiertas y conductos discontinuos para zonas no peligrosas y zonas interiores peligrosas continuas.

En zonas exteriores, las bandejas de cables se han instalado en túneles de cables accesibles, en zanjas de hormigón protegidas por una cubierta y en conductos subterráneos. En el interior de los túneles de cables eléctricos, los cables se tienden sobre bandejas portacables. Para la instalación de cables en el interior se utilizarán bandejas portacables y/o un conducto discontinuo de acero galvanizado.

Capítulo 4. CÁLCULOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En este capítulo se desarrollarán los cálculos necesarios para el diseño y dimensionamiento del sistema eléctrico de la central de ciclo combinado. Partiendo de la lista de cargas, que incluye las especificaciones de cada barra, se procederá a realizar los cálculos esenciales para asegurar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema eléctrico. La tabla adjunta proporciona la base de los datos necesarios para estos cálculos, detallando la potencia activa, reactiva y aparente demandada para cada barra.

Barra	Descripción	Tensión Nominal [V]	Potencia activa demandada [kW]	Potencia reactiva demandada [kVAr]	Potencia aparente demandada [kVA]
11BBA10	TOTAL 6.6 kV BUSBAR GAS TURBINE GT-11 11BBA10	6600	16259,67	11676,34	20017,83
12BBA10	TOTAL 6.6 kV BUSBAR GAS TURBINE GT-12 12BBA10	6600	10644,87	10489,60	14944,73
18BBA10	TOTAL 6.6 kV BUSBAR STEAM TURBINE ST-18 18BBA10	6600	3551,47	1971,04	4061,77
18BBA20	TOTAL 6.6 kV BUSBAR STEAM TURBINE ST-18 18BBA20	6600	2600,10	3635,51	4469,62
18BBA30	TOTAL 6.6 kV BUSBAR ACC ST-18 18BBA30	6600	2765,00	1567,21	3178,27
18BBA40	TOTAL 6.6 kV BUSBAR ACC ST-18 18BBA40	400	2710,80	1526,61	3111,10
11BFA10	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 11BFA10	400	1183,20	605,64	1329,20
11BFA20	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 11BFA20 (BOP TRANCHE)	400	897,85	640,84	1103,09
11BFA30	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 11BFA30	400	1021,94	602,42	1186,29
12BFA10	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 12BFA10	400	1066,34	518,06	1185,53
12BMA10	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 12BMA10	400	1164,76	731,48	1375,40

12BFA20	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 12BFA20 (BOP TRANCHE)	400	521,05	363,45	635,28
12BFA30	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 12BFA30 (BOP TRANCHE)	400	1027,50	603,79	1191,77
18BFA10	TOTAL 0.4 kV LV SWGR 18BFA10	400	1139,60	714,41	1345,02
11BMB10	TOTAL 0.4 kV MCC-E-GT11 (GE)	400	465,38	251,50	528,99
12BMB10	TOTAL 0.4 kV MCC-E-GT12 (GE)	400	465,38	251,50	528,99
11BJA20	TOTAL 0.4 kV MCC-1-AC-GT11 (GE)	400	552,58	238,88	602,00
12BJA20	TOTAL 0.4 kV MCC-1-AC-GT12 (GE)	400	552,58	238,88	602,00
11BJA30	TOTAL 0.4 kV MCC-2-AC-GT11 (GE)	400	536,54	269,52	600,43
12BJA30	TOTAL 0.4 kV MCC-2-AC-GT12 (GE)	400	536,54	269,52	600,43
18BFA31	TOTAL 0.4 kV BUSBAR ACC 18BFA31	400	1378,87	783,97	1586,15
18BFA32	TOTAL 0.4 kV BUSBAR ACC 18BFA32	400	1386,13	783,25	1592,12
11BUA11	TOTAL 125 VDC LV DC 11BUA10	125	121,81	0,00	121,81
11BUA12	TOTAL 125 VDC LV DC 11BUA10	125	1,30	0,00	1,30
11BUB40	TOTAL 125 VDC LV DC 11BUB40	125	1,00	0,00	1,00
11BUB10	TOTAL 125 VDC LV DC 11BUB10	125	51,87	0,00	51,87
11BUC10	TOTAL 24 VDC LV DC 11BUC10	125	0,02	0,00	0,02
12BUA11	TOTAL 125 VDC LV DC 12BUA10	125	120,46	0,00	120,46
12BUA12	TOTAL 125 VDC LV DC 12BUA10	125	1,20	0,00	1,20
12BUB40	TOTAL 125 VDC LV DC 12BUB40	125	1,00	0,00	1,00
12BUB10	TOTAL 125 VDC LV DC 12BUB10	125	51,67	0,00	51,67
12BUC10	TOTAL 125 VDC LV DC 12BUC10	125	0,02	0,00	0,02
18BUA11	TOTAL 125 VDC LV DC 18BUA11 (ST)	125	53,34	0,00	53,34
18BUA12	TOTAL 125 VDC LV DC 18BUA12 (ST)	125	27,60	0,00	27,60

18BUA11+18BUA12	TOTAL 125 VDC LV DC 18BUA11 + 18BUA12 (ST)	125	80,94	0,00	80,94
18BUA22	TOTAL 125 VDC LV DC 18BUA22	125	10,50	0,00	10,50
11BRA11/12	TOTAL 230 VAC LV UPS 11BRA11 & 11BRA12 (TG)	230	33,10	12,43	35,35
11BRB10	TOTAL 230 VAC LV UPS 11BRB10	230	8,92	4,32	9,91
12BRA11/12	TOTAL 230 VAC LV UPS 12BRA11 + 12BRA12 (TG)	230	32,31	11,76	34,38
12BRB10	TOTAL 230 VAC LV UPS 12BRA10	230	9,63	3,65	10,30
11/12BRB20	TOTAL 230 VAC LV UPS 11BRB20 + 12BRB20 (BOP)	230	8,93	4,00	9,78
18BRA11/12	TOTAL 230 VAC LV UPS 18BRA11 + 18BRA12 (ST)	230	11,28	5,46	12,53
18BRA21/22	TOTAL 230 VAC LV UPS 18BRA21/22 (AEROCONDENSATEUR)	230	4,83	1,18	4,97
10BUD11/12		230	1,34	0,00	1,34

Tabla 3: Resumen de la lista de cargas por barras del Sistema Eléctrico

El capítulo se descompone en las siguientes partes: cálculo de cortocircuito, flujo de cargas y arranque de motores, red de tierras y dimensionamiento de conductores. Estos cálculos son fundamentales para garantizar la integridad y eficiencia del sistema eléctrico, permitiendo una correcta planificación y optimización de recursos.

La realización de estos cálculos permitirá determinar los requisitos específicos de los equipos y componentes eléctricos, asegurando que se seleccionen adecuadamente para soportar las condiciones operativas y las posibles contingencias. Además, se cumplirán con las normativas internacionales y locales, garantizando la seguridad y fiabilidad del sistema.

Para el cálculo de los siguientes apartados y según los criterios mencionados en el anterior capítulo se toman los valores de las características de los principales elementos que aparecen en el **ANEXO I**.

La siguiente tabla resume las principales características de los transformadores auxiliares utilizados en el cálculo de cortocircuito.

Transformador	Potencia (MVA)	Tensión primaria (kV)	Tensión secundaria (kV)	Tomas de corriente	Posición del enchufe	Z _{cc} (%)	Z _{cc} Tol (%)
11-BMT10 / 12-BMT10	3.15	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	12	±7.5
11-BFT10 / 12-BFT10	3.15	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	12	±7.5
11-BFT20 / 12-BFT20	2.5	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	9	±10.0
11-BFT30 / 12-BFT30	3.15	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	12	±7.5
18-BFT11 / 18-BFT12	1.6	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	9	±10.0
18-BFT30 / 18-BFT31 / 18-BFT32	2.0	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	8	±10.0
18-BFT40 / 18-BFT41 / 18-BFT42	2.0	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	8	±10.0
00-BFT10/20	3.15	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	8	±10.0
00-BFT11/12	1.6	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	8	±10.0
00-BFT21/22	1.25	6.6	0.42	±2x2.5 %	0 %	8	±10.0

Tabla 4: Características de los principales Transformadores Auxiliares del Sistema Eléctrico

A partir de las tablas anteriores y las características de los elementos, como se ha mencionado anteriormente, se calculan el resto de los requisitos eléctricos.

4.1 CORTOCIRCUITO

El cortocircuito se calcula según la norma IEC 60909, utilizando el software ETAP 12.5. A este software se han introducido las cargas y características de los transformadores mencionadas anteriormente, así como las de los equipos que aparecen en el **ANEXO I**. En este trabajo solo se analizarán los casos de corriente máxima y mínima, pero para la instalación también se realizaron: Cálculo de la corriente de cortocircuito en la prueba Black-start y cálculo de la corriente de cortocircuito en las barras colectoras de 15kV.

Para el análisis del nivel de corriente máxima, según IEC 60909, se consideran los siguientes factores:

- Sistemas MT y BT: $c = 1.1$

Para el análisis del nivel de corriente mínima, según IEC 60909, se consideran los siguientes factores:

- Sistemas MT: $c = 1$
- Sistemas BT: $c = 0.95$

El factor "c" mencionado anteriormente se refiere a un coeficiente de corrección utilizado en el cálculo de la corriente de cortocircuito. Este coeficiente se aplica para ajustar las condiciones específicas del sistema y obtener una evaluación más precisa de la corriente de cortocircuito máxima y mínima. En el contexto de la norma IEC 60909, este coeficiente se utiliza para tener en cuenta variaciones en la tensión del sistema y otras condiciones operativas que pueden influir en el nivel de corriente de cortocircuito. Por ejemplo:

- Para el análisis del nivel de falta máxima, el coeficiente "c" es 1.1, lo que implica un aumento del 10% en la corriente de cortocircuito calculada.
- Para el análisis del nivel de falta mínima, el coeficiente "c" es 1 para sistemas de media tensión (MT) y 0.95 para sistemas de baja tensión (BT), lo que implica una reducción del 5% en la corriente de cortocircuito calculada para los sistemas de baja tensión.

Este ajuste asegura que los cálculos reflejen más fielmente las condiciones operativas reales y las posibles variaciones en la tensión y otros factores del sistema eléctrico. Se debe calcular la contribución de la caída del cortocircuito al motor, de acuerdo con IEC 60909-0.

Como resultado de los cálculos se definen los siguientes parámetros, de acuerdo con la norma IEC 60909:

- $I''k$: corriente de cortocircuito simétrica inicial, calculada a partir de la potencia de cortocircuito de la red.
- I_p : valor de pico de la corriente de cortocircuito
 - $I_p = (1,02 + 0,98 * e^{-3*R/X}) * \sqrt{2} * I''k$
- I_{dc} : componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito
 - $I_{dc} = \sqrt{2} * I''k * e^{-2\pi t * R/X}$
- A : valor inicial del componente de corriente continua I_{dc}
 - $A = \sqrt{2} * I''k$
- I_b : corriente de cortocircuito simétrica interrumpida
- t_{min} : tiempo más corto entre el inicio de la corriente de cortocircuito y la primera separación de contacto de un polo del interruptor.

$$I_b = t_{min} * I''k$$

I_k : corriente de cortocircuito permanente

Para determinar el poder de corte nominal de los equipos eléctricos se utilizará el valor máximo de corriente de cortocircuito simétrico en $t = 40$ ms (MT) y $t = 50$ ms (BT).

4.1.1 CÁLCULO DE CORRIENTE MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO

Para este caso se tienen en cuenta las siguientes hipótesis:

- La red HV tiene la máxima potencia de cortocircuito.

- El transformador auxiliar 11BBT10 de la unidad alimenta los paneles auxiliares de Unidad 11BBA10/12BBA10 de 6,6kV. Acoplamiento entre las barras 11BBA10/12BBA10.
- 11BBA10/12BBA10 alimenta las barras 18BBA10/20, 18BBA30/40 y 00BBA10/20
- Cambiador del Transformador Principal en la toma central: 0%
- Generadores de las Turbinas de Gas conectados.
- Tolerancia de reactancia de generadores de las Turbinas de Gas -15%
- Generadores de las Turbinas de Vapor conectados.
- Tolerancia de reactancia de los generadores de las Turbinas de Vapor -15%
- Grupos electrógenos no conectados.
- Cambiador Transformador Auxiliar en la toma: 0%
- Cambiador de transformador MT/BT en la toma central: 0%

Configuración del sistema eléctrico y cargas conectadas según el diagrama unifilar incluido en el **Anexo IV**.

Tras tener en cuenta estos factores, se introducen en el software ETAP para calcular primero la corriente simétrica inicial de cortocircuito. Se realizan los cálculos para faltas: Trifásicas, Fase-Tierra, Fase-Fase y Fase-Fase-Tierra. A continuación, se calcula los siguientes valores: Valor pico de corriente de corto, componente de CC de la corriente de cortocircuito y la corriente térmica de cortocircuito. Los resultados aparecen en el **ANEXO III**.

4.1.2 CÁLCULO DE CORRIENTE MÍNIMA DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente mínima de cortocircuito se tienen en cuenta las siguientes hipótesis:

- Contribución al cortocircuito de la red 9 kA.
- El transformador auxiliar 11BBT10 alimenta los paneles auxiliares 11BBA10 de 6,6kV.
- El transformador auxiliar 12BBT10 alimenta los paneles auxiliares 12BBA10 de 6,6kV.

- Cambiador del Transformador Principal en la toma central: 0%
- Generadores de las Turbinas de Gas no conectados.
- Generadores de Turbinas de Vapor no conectados.
- Grupo electrógeno no conectados.
- Cambiador del Transformador Auxiliar en la toma central: 0%
- Cambiador de transformador MT/BT en la toma central: 0%
- Todos los motores MT y BT están fuera de servicio.
- Configuración del sistema eléctrico y cargas conectadas según el diagrama unifilar incluido en el **Anexo IV**.

Empleando el software ETAP se obtienen los resultados que aparecen en el **ANEXO III**. El cortocircuito mínimo en el sistema de 6,6 kV es de 18,27 kA (208,85 MVA).

4.1.3 CONCLUSIÓN DEL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

El cálculo de cortocircuito es una parte fundamental en el diseño y dimensionamiento de los sistemas eléctricos de una planta de generación. Permite determinar las corrientes de falta que pueden ocurrir en distintas partes del sistema y, en base a ello, dimensionar adecuadamente los equipos de protección y los componentes del sistema para garantizar su seguridad y fiabilidad operativa.

En este estudio, se han realizado los cálculos de cortocircuito utilizando el software ETAP 12.5 y siguiendo las normativas de la IEC 60909. Se han considerado tanto las condiciones de cortocircuito máximas como mínimas, ajustadas mediante el coeficiente de corrección "c" para reflejar las condiciones operativas más severas y menos severas respectivamente. Esto nos ha permitido obtener una visión completa y detallada de las corrientes de cortocircuito que pueden esperarse en los diferentes escenarios operativos de la planta.

A continuación, se presentan las características definidas para los cuadros a una temperatura ambiente de 40°C (para cuadros en salas eléctricas) y 50°C (para cuadros en exteriores). Las características de los equipos obtenidas para la unidad 1 son válidas para los equipos análogos de la unidad 2.

		Capacidad de corte/ Valor máximo	Corriente de corte	Corriente nominal de corta duración
Barra alimentada	Tensión nominal (kV)	(kA)	(kA) (MT y BT-50 ms)	t-1ms (kA _{RMS})
00BBA10	6,600	100	40	40
00BBA20	6,600	100	40	40
11BBA10	6,600	100	40	40
12BBA10	6,600	100	40	40
18BBA10	6,600	100	40	40
18BBA20	6,600	100	40	40
18BBA30	6,600	100	40	40
18BBA40	6,600	100	40	40
00BFA10	0,400	143	65	65
00BFA20	0,400	143	65	65
00BMA10	0,400	143	65	65
00BMA20	0,400	143	65	65
11BFA10	0,400	143	65	65
11BFA20	0,400	143	65	65
11BFA30	0,400	143	65	65
11BMA10	0,400	143	65	65
12BFA20	0,400	143	65	65
12BFA30	0,400	143	65	65
12BMA10	0,400	143	65	65

12FA10	0,400	143	65	65
18BFA10	0,400	143	65	65
18BFA30	0,400	143	65	65
18BFA31	0,400	143	65	65
18BFA32	0,400	143	65	65
18BFA40	0,400	143	65	65
18BFA41	0,400	143	65	65
18BFA42	0,400	143	65	65

Tabla 5: Resultados del Cálculo de Cortocircuito

4.2 FLUJO DE CARGAS

El análisis de flujo de cargas es esencial para asegurar la eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico de una planta de generación. Este análisis permite determinar cómo se distribuye la carga a lo largo del sistema, identificando posibles puntos de sobrecarga y verificando si la caída de tensión se mantiene dentro de los límites aceptables. A través de este estudio, se puede garantizar que todos los componentes del sistema, desde los transformadores hasta los motores más grandes, funcionen correctamente y de manera segura bajo diferentes condiciones operativas.

Este apartado, se divide el cálculo del flujo de cargas en dos partes principales: la comprobación de transformadores y el nivel de tensión. En la primera parte, se verifica si los transformadores tienen un sobredimensionamiento adecuado para manejar todas las cargas conectadas en el escenario más desfavorable. En la segunda parte, se evalúa la caída de tensión en los equipos de media tensión (MT) y en los bornes de los motores más grandes durante el arranque, asegurando que la variación de tensión esté dentro de los niveles adecuados.

4.2.1 COMPROBACIÓN DE TRANSFORMADORES

En esta parte, se realizará la comprobación de los transformadores para determinar si están dimensionados correctamente para manejar todas las cargas conectadas en el escenario más desfavorable. Esto implica verificar que los transformadores tengan un sobredimensionamiento suficiente para soportar la máxima demanda de carga sin comprometer su funcionamiento o seguridad. Se calculará el sobredimensionamiento necesario y se comparará con las características de los transformadores diseñados.

Para realizar la comprobación, como se ha mencionado anteriormente, se han conectado todas las cargas de la instalación. Se ha simplificado el cálculo a las principales barras y los transformadores que las alimentan. La siguiente tabla resume los resultados:

Transformador	Potencia (MVA)	Cuadros que alimenta	Carga total (MVA)	Sobredimensionamiento (%)
11-BMT10 / 12-BMT10	3,15	11-BMA10/12-BMA10	2,83	10,03
11-BFT10 / 12-BFT10	3,15	11-BFA10/12-BFA10	2,51	20,17
11-BFT20 / 12-BFT20	2,50	11-BFA20/12-BFA20	1,74	30,47
11-BFT30 / 12-BFT30	3,15	11-BFA30/12-BFA30	2,38	24,51
18-BFT11 / 18-BFT12	1,60	18-BFA10	1,35	15,94
18-BFT30 / 18-BFT31 / 18-BFT32	2,00	18-BFA31/18-BFA32	1,59	20,69
18-BFT40 / 18-BFT41 / 18-BFT42	2,00	18-BFA41/18-BFA42	1,45	27,49

00-BFT10/20	3,15	00-BMA10/00-BMA20	0,99	68,72
00-BFT11/12	1,60	00-BFA10	1,02	36,35
00-BFT21/22	1,25	00-BFA20	0,87	30,60

Tabla 6: Comprobación del dimensionamiento de los Transformadores

Tras realizar la comprobación de los transformadores, Como se puede comprobar en la tabla anterior, todos los todos los transformadores del sistema están sobredimensionados al menos un 10%. Este sobredimensionamiento es fundamental para asegurar que el sistema pueda manejar de manera eficiente y segura cualquier escenario de carga desfavorable.

El sobredimensionamiento del 10% proporciona una capacidad adicional que resulta esencial por dos razones principales. Primero, permite la posible conexión de equipos adicionales en el futuro sin necesidad de reemplazar los transformadores existentes, lo que ofrece flexibilidad operativa y ahorros significativos en costos de actualización. Segundo, garantiza que los transformadores puedan soportar situaciones en las que el rendimiento eléctrico de los equipos sea más bajo de lo especificado, asegurando que el sistema mantenga su estabilidad y funcionamiento adecuado incluso bajo condiciones operativas subóptimas.

Este margen adicional de capacidad también contribuye a mejorar la confiabilidad y durabilidad de los transformadores, reduciendo el riesgo de sobrecargas y extendiendo la vida útil de los equipos. La comprobación confirma que los transformadores están adecuadamente dimensionados no solo para las demandas actuales, sino también para futuras expansiones y posibles variaciones en el rendimiento de los equipos, proporcionando así una robustez adicional al sistema eléctrico de la planta.

4.2.2 NIVEL DE TENSIÓN

La segunda parte del análisis de flujo de cargas se centra en la caída de tensión. Con todas las cargas conectadas, se evaluará la variación de tensión en los equipos de media tensión (MT) y en los bornes de los motores más grandes durante el arranque. El objetivo es asegurar que la caída de tensión se mantenga dentro de los niveles adecuados, garantizando un

arranque seguro y eficiente de los motores y un funcionamiento estable del sistema eléctrico. Este análisis es crucial para evitar problemas de rendimiento y posibles daños a los equipos debido a variaciones excesivas de tensión.

Para realizar el cálculo se utiliza ETAP 12.5. A este software se han introducido las cargas y características de los transformadores mencionadas anteriormente, así como las de los equipos que aparecen en el **ANEXO I**.

4.2.2.1 Caída de Tensión

El estudio de la caída de tensión se llevó a cabo utilizando el software ETAP v12.5, basado en el procedimiento de iteración "Newton-Raphson" para resolver el conjunto de ecuaciones no lineales.

Hay que tener en cuenta que la regulación de la tensión de los equipos cuando los auxiliares son alimentados por la Turbina de Gas, depende exclusivamente de la tensión en el borne del alternador y de la posición de la toma del transformador de potencia auxiliar.

Se examinaron los siguientes escenarios principales:

- Modo de funcionamiento normal:
 - Funcionamiento con combustible gaseoso
 - Funcionamiento con combustible líquido
- Modo de funcionamiento con tensión mínima:
 - Funcionamiento con combustible gaseoso
 - Funcionamiento con combustible líquido
- Funcionamiento en vacío -TG y TV desconectados de la red-.

En este trabajo solo se calcula la caída de tensión para el caso de funcionamiento normal, al representar el mismo procedimiento de cálculo para los tres casos (Solo cambian las condiciones del sistema eléctrico).

Para el modo de funcionamiento normal, operando con combustible gaseoso, líquido y con combustible líquido más arranque se tienen en cuenta las siguientes condiciones para todos los casos:

- Contribución al cortocircuito de la red 9 kA.
- Tensión nominal de red
- Cambiador de tomas del Transformador Principal a toma central.
- Alternadores de las Turbinas de Gas conectados.
- Alternadores de las Turbinas de Vapor conectados.
- Tolerancia de la reactancia del alternador de las Turbinas de Gas +15%
- Tolerancia de la reactancia del alternador de las Turbinas de Vapor +15%
- Tensión del sistema de 15 kV al 100%
- Cambiadores de tomas del Transformador Auxiliar en la toma necesarios para mantener la tensión del sistema 6,6 kV $\geq 100\%$. Toma: -1,25%
- El transformador auxiliar 11BBT10 alimenta los cuadros 11BBA10 de la unidad auxiliar de 6,6kV.
- El transformador auxiliar 12BBT10 alimenta los cuadros 12BBA10 de la unidad auxiliar de 6,6kV.
- 11BBA10 suministra 18BBA10, 18BBA30 y 00BBA10
- 12BBA10 alimenta 18BBA20 y 18BBA40
- Generadores Electrógenos (Emergencia) desconectados
- Tolerancia máxima de la impedancia de cortocircuito del transformador MT/BT de acuerdo con las características dadas anteriormente.
- Toma central para transformadores MT/BT.

Se diferencia entre casos la forma en que las cargas de 0,4 kV están conectadas.

La tabla siguiente resume los resultados de los estudios de caída de tensión indicados en este apartado:

Barra	Tensión nominal (kV)	Tensión de Funcionamiento (%)		
		Funcionamiento con combustible gaseoso	Funcionamiento con combustible líquido	Funcionamiento combustible líquido+Arranque
00BBA10	6,6	101,059	100,913	100,624
11BBA10	6,6	101,094	100,946	100,657
12BBA10	6,6	101,139	100,956	101,811
18BBA10	6,6	101,076	100,929	100,640
18BBA20	6,6	101,113	100,929	101,794
18BBA30	6,6	100,961	100,805	100,516
18BBA40	6,6	100,990	100,810	101,736
00BFA10	0,4	101,436	101,281	100,972
00BFA20	0,4	105,547	105,959	105,656
00BMA10	0,4	104,035	103,883	103,579
00BMA20	0,4	104,035	103,883	103,579
11BFA10	0,4	102,256	102,098	101,787
11BFA20	0,4	102,133	101,090	100,777
11BFA30	0,4	104,260	104,815	104,510
11BMA10	0,4	102,401	102,242	101,932
12BFA10	0,4	105,164	104,962	103,100
12BFA20	0,4	105,654	104,632	105,538
12BFA30	0,4	104,304	104,823	105,726

12BMA10	0,4	103,190	102,993	103,909
18BFA10	0,4	101,335	101,174	100,858
18BFA30	0,4	103,570	105,850	106,823
18BFA31	0,4	103,570	100,834	100,513
18BFA32	0,4	100,895	100,722	100,401
18BFA40	0,4	103,596	105,845	105,542
18BFA41	0,4	103,596	100,887	106,823
18BFA42	0,4	100,925	100,725	101,754

Tabla 7: Resultados del Estudio de Caída de Tensión

La tensión de funcionamiento está comprendida entre el 95% y el 110% para los escenarios considerados, lo que cumple la norma IEC 61000-2-4: para entornos industriales, la tensión en condiciones normales de funcionamiento continuo debe estar comprendida entre 0,9 y 1,1 Un.

La tabla siguiente muestra también la potencia auxiliar de la central eléctrica procedente de los transformadores auxiliares:

	Transformador Auxiliar 11-BBT10 S(MVA)	Transformador Auxiliar 12-BBT10 S(MVA)
Combustible Gaseoso	17,227	15,532
Combustible Líquido	17,496	15,631

Tabla 8: Potencia auxiliar

4.2.2.2 Arranque del Motor

En esta sección, se analiza el arranque del motor más potente en una barra colectora que ya está totalmente cargada, lo que creará las máximas caídas de tensión transitorias para esta

barra colectora. El estudio de arranque del motor se llevó a cabo utilizando el software ETAP v12.5.

Se consideraron los siguientes escenarios:

- Arranque del motor de media tensión. Bomba de alimentación de agua (11LAC21AP001) de la caldera alimentada por 18BBA10.
- Arranque del motor de baja tensión. Bomba de agua del circuito cerrado de enfriamiento (18PGB12AP001) alimentada por 12BMA10.
- Arranque del motor de baja tensión. Ventilador (18MAG11AN001) alimentado por 18BFA30.

En este trabajo solo se analizará el caso más desfavorable, siendo este el primero con el arranque del motor de media tensión.

La puesta en marcha de la bomba de agua de alimentación de caldera 11LAC21AP001 alimentada por el cuadro 18BBA10 6,6 kV se analiza del siguiente modo. Los datos del motor son los siguientes:

Motor de Media Tensión. Bomba de alimentación de agua		
Características	Valor	Unidades
Potencia nominal	2300	kW
Corriente del rotor Bloqueado	$5,5 \cdot I_r^2$	-
Factor de Potencia	0,92	-

Tabla 9: Características del Motor de Media tensión.

En esta simulación se consideraron las siguientes condiciones:

- Contribución al cortocircuito de la red 9 kA.
- Tensión nominal de red
- Cambiador de tomas del Transformador Principal a toma central.

- Alternadores de las Turbinas de Gas conectados.
- Alternadores de las Turbinas de Vapor conectados.
- Tolerancia de la reactancia del alternador de las Turbinas de Gas +15%
- Tolerancia de la reactancia del alternador de las Turbinas de Vapor +15%
- Tensión del sistema de 15 kV al 95%
- Cambiadores de tomas del Transformador Auxiliar en la toma necesarios para mantener la tensión del sistema 6,6 kV $\geq 100\%$. Toma: 10%
- El transformador auxiliar 11BBT10 alimenta los cuadros 11BBA10 de la unidad auxiliar de 6,6kV.
- El transformador auxiliar 12BBT10 alimenta los cuadros 12BBA10 de la unidad auxiliar de 6,6kV.
- 11BBA10 suministra 18BBA10, 18BBA30 y 00BBA10
- 12BBA10 alimenta 18BBA20 y 18BBA40
- Generadores Electrógenos (Emergencia) desconectados
- Tolerancia máxima de la impedancia de cortocircuito del transformador MT/BT de acuerdo con las características dadas anteriormente.
- Toma central para transformadores MT/BT.
- Cargas de 0,4 kV conectadas de acuerdo con el diagrama unifilar incluido en el **ANEXO IV**.

La tabla siguiente resume los resultados de los estudios de los niveles de tensión en el caso de arranque del motor de media tensión:

Barra	Tensión nominal (kV)	Tensión en la barra colectora antes de arrancar el motor (%)	Tensión en barras durante el arranque del motor (%)
00BBA10	6,6	100,627	94,048

11BBA10	6,6	100,659	94,079
12BBA10	6,6	100,659	94,079
18BBA10	6,6	100,617	93,975
18BBA20	6,6	100,617	93,975
18BBA30	6,6	100,377	93,775
18BBA40	6,6	100,377	93,775
00BFA10	0,4	100,974	93,911
00BFA20	0,4	105,659	98,750
00BMA10	0,4	103,961	97,063
00BMA20	0,4	103,961	97,063
11BFA10	0,4	97,545	90,139
11BFA20	0,4	99,785	92,573
11BFA30	0,4	101,763	94,866
11BMA10	0,4	98,078	90,693
12BFA10	0,4	97,545	90,139
12BFA20	0,4	99,785	92,573
12BFA30	0,4	101,763	94,866
12BMA10	0,4	98,078	90,693
18BFA10	0,4	99,384	91,930
18BFA30	0,4	105,396	98,463
18BFA31	0,4	100,359	92,992
18BFA32	0,4	100,247	92,869
18BFA40	0,4	105,396	98,463

18BFA41	0,4	100,408	93,052
18BFA42	0,4	100,245	92,867

Tabla 10: Resultados de los niveles de tensión tras Arranque de Motor

La tensión en bornes del motor de arranque 11LAC21AP001 es un 92,86% de la potencia nominal del motor (tensión 6,6 kV) superior al 80% requerido.

En efecto del arranque del motor para el resto del sistema es la mínima y todas las barras funcionan en el rango entre el 90% y el 110% incluso durante el proceso de arranque.

4.3 RED DE TIERRAS

La red de tierras es un componente crítico en el sistema eléctrico de una instalación, ya que proporciona un camino seguro para la disipación de corrientes de falta a tierra. Este sistema es esencial para garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos eléctricos. En esta sección, se describen los cálculos y consideraciones para diseñar una red de tierras eficiente y segura para la instalación. Se detallan los parámetros necesarios, como la resistividad del suelo, la corriente de falla y los métodos de conexión a tierra. El diseño se realiza conforme a las normativas IEEE 80 y IEC 60909, garantizando que las tensiones de paso y contacto se mantengan dentro de los límites seguros. A continuación, se presentarán los cálculos y las especificaciones técnicas utilizadas en el diseño de la red de tierras.

En relación con el cálculo de la red general de tierra se debe considerar las siguientes conexiones de neutro para cada nivel de tensión:

- 400kV: La parte de 400kV del transformador principal está conectada a tierra a través un seccionador. En este nivel hay dos posibles conexiones tierra: neutro directamente a tierra y neutro aislado (a través de un seccionador). Para este estudio se considera el caso más desfavorable. Entonces, el nivel de 400kV se tomará como neutro aislado.
- 15kV: Puesta a tierra mediante resistencia de tierra de 7,5A.

- 6,6kV: Conectado a tierra a través de una resistencia de tierra de 665A.
- 400V: Neutro aislado.

Según los datos mencionados anteriormente, la corriente máxima de falta a tierra para cada nivel de tensión es:

- Falta a 400kV: $I_{k-1ph} = 40\text{kA}$ corriente de falta fase-tierra en el lado de la Transformador Principal, considerado el transformador principal como punto neutro aislado. La red exterior y el aporte de la central eléctrica han sido considerado.
- Falta a 15kV: $I_{k-1ph} = 7,5\text{A}$ - Puesta a tierra mediante resistencia de tierra a tierra de 6A (según documentación de GE).
- Falta a 6,6kV: $I_{k-1ph} = 665\text{A}$
- Falta a 400V: Neutro aislado

Según los datos mencionados anteriormente, la corriente máxima de falta de la red a tierra corresponde a la de 400 kV (40 kA).

Para el cálculo de la red de tierra se consideró el caso más desfavorable, para calcular la tensión de contacto y de paso, se trata de una falta a tierra monofásica en la red de 400 kV con flujo de corriente de falla a través de tierra a neutro, conexión a tierra afuera.

Para el tiempo de despeje en caso de fallo a 400 kV, la duración de la sobre corriente considerado para este cálculo es $t=0.300\text{s}$, tal como indica el IEC.

4.3.1 RESISTIVIDAD DEL SUELO

La resistividad del suelo es un parámetro fundamental en el diseño de una red de tierras, ya que determina la eficacia con la que el suelo puede disipar la corriente de falla. En esta sección, se analiza la resistividad del suelo de la instalación y su impacto en el diseño de la red de tierras.

En la siguiente imagen se muestran los de valores de resistividad “aparente” obtenidos mediante el Método Wenner, medido en diferentes sitios del área de la central:

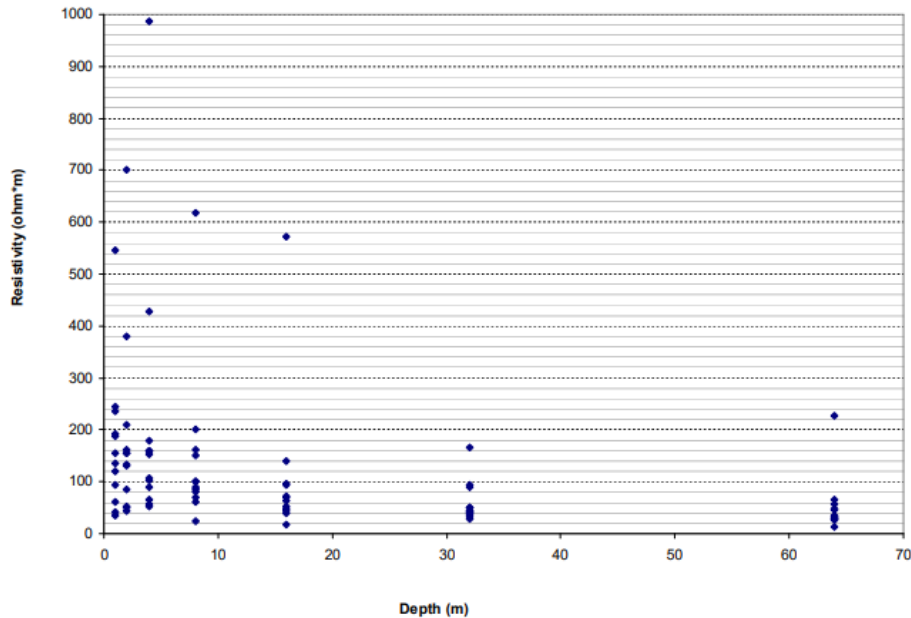


Ilustración 8: Resultado de la medida de resistividad del terreno a distintas profundidades.

Según

la norma IEEE 80-2000 se debe calcular el valor de resistividad promedio siguiendo el apartado 13.4.1 de la citada norma. Según dicho apartado, la resistividad promedio podría calcularse como el promedio de las diferentes mediciones tomadas a diferentes profundidades:

$$\rho_a = \frac{\rho_{a1} + \rho_{a2} + \dots + \rho_{an}}{n}$$

El valor de resistividad promedio es: $\rho = 133,9 \Omega \text{ m}$

El uso de una capa superficial de un material con alta resistividad de 10 o 20 cm de espesor, como una capa superficial de grava, se utilizará como se indica en el plan DJE GC 391 103. Esta es una práctica habitual debido a que actúa como un aislante al retrasar la evaporación de la humedad del suelo y reducir las corrientes en superficie. Esto significa que los valores

máximos admisibles de tensión de paso y de contacto serán más altos para la instalación, como se indica en las ecuaciones de la norma IEEE 80.

Debido al alto valor de resistividad obtenido, será necesario utilizar una capa superficial de alta resistividad en toda la zona, según el plan de Urbanización y Acabados (DJE GC 391 103), como se indica en las secciones siguientes.

Para realizar los cálculos, los estudios iniciales consideran el peor de los casos la red de tierra de la central eléctrica como independiente, no conectada a la Red de tierra de subestaciones.

Posteriormente, con el fin de mejorar la seguridad y funcionalidad de la planta, las redes de puesta a tierra estarán conectadas en diferentes puntos mediante cavidades accesible por la vista.

Inicialmente no se considera el uso de estacas de tierra, sin embargo, se instalarán dos núcleos de prueba con una estaca de tierra por cada conjunto turbina-generator: uno en el área del generador, y otro en la zona del transformador.

4.3.2 CÁLCULO DE LOS VALORES MÁXIMOS PERMITIDOS DE TENSIÓN DE PASO Y CONTACTO

El voltaje de paso y de contacto máximo permitido se calcula de acuerdo con el estándar IEEE 80-2000. Se tomaron las siguientes consideraciones:

- El cálculo de los valores de tensión admisibles se realizará para una persona de 50 kg.
- El tiempo de eliminación en caso de falta a 400kV considerado para este cálculo es $t=0,3s$ según Norma Técnica de Conexión la Red de Transporte Eléctrico y Normas de Conducta del Sistema Eléctrico.
- Se consideran dos posibilidades: Con o sin capa superficial para alta resistividad. Para esta capa, un valor de resistividad de $3000\Omega m$.

4.3.2.1 Caso 1: No se considera capa superficial con alta resistividad

Según la ecuación del estándar IEEE 80-2000, la tensión de paso máximo elegible es:

$$Tensión_{PASO} = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0,116}{\sqrt{t}} = \mathbf{381,93 \text{ V}}$$

Siendo:

$$\rho_s = 133,9 \Omega\text{m [resistividad]}$$

$$t = 0,3 \text{ s [duración actual]}$$

$$C_s = 1 \text{ [factor de reducción de la capa superficial] (capa superficial de resistividad alto no considerado)}$$

Según la ecuación de la misma norma, la tensión de contacto máxima admisible es:

$$Tensión_{Contacto} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) * \frac{0,116}{\sqrt{t}} = \mathbf{254,33 \text{ V}}$$

Se emplean los mismos factores que los empleados en el cálculo de la tensión de paso.

4.3.2.2 Caso 2: Se considera capa superficial con alta resistividad

Según la ecuación del estándar IEEE 80-2000, la tensión de paso máximo elegible es:

$$Tensión_{PASO} = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0,116}{\sqrt{t}} = \mathbf{3183,5 \text{ V}}$$

Siendo:

$$\rho = 133,9 \Omega\text{m [resistividad]}$$

$$\rho_{sup} = 3000 \Omega\text{m [resistividad de la capa superficial]}$$

$$t = 0,3 \text{ s [duración actual]}$$

$$h_s = 0,15\text{m [espesor de la capa superficial]}$$

$$k = (\rho_s - \rho_{sup}) / (\rho_s + \rho_{sup}) = -0,91 \text{ [factor de reflexión entre las diferentes resistividades de los materiales]}$$

$$CS = 1 - 0,09 * (1 - \rho_s / \rho_{sup}) / (2 * h_s + 0,09) = 0,7 \text{ [factor de reducción de capa superficial]}$$

Según la ecuación de la misma norma, la tensión de contacto máxima admisible es:

$$Tensión_{contacto} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) * \frac{0,116}{\sqrt{\epsilon}} = \mathbf{954,7 \text{ V}}$$

Se emplean los mismos factores que los empleados en el cálculo de la tensión de paso.

El resumen de los resultados aparece en la siguiente tabla:

	Tensión de Paso Elegible	Tensión de Contacto Elegible
Capa superficial de alta resistividad no considerada	381,93	254,33
Capa superficial de alta resistividad considerada	3183,5	954,7

Tabla 11: Resultados de la Tensión de Paso y de Contacto.

Como ya se ha comentado anteriormente, será necesario utilizar una capa superficial con alta resistividad en toda el área de estudio, para permitir valores más altos de paso admisible y voltaje de contacto.

4.3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

El conductor de tierra de la red debe ser de cobre estañado. Se dimensionará según el estándar IEEE 80-2000. El conductor de la red de tierra estará dimensionado para soportar todas las corrientes de máximo cortocircuito fase-tierra sin daños ni deterioro, acorde a las corrientes mencionadas anteriormente.

Teniendo en cuenta lo indicado en la norma IEEE 665-1995, una vez que la corriente ha alcanzado el conductor de la red al que está conectado, la corriente de falla se divide en partes iguales. Por lo tanto, los conductores de la red solo necesitan ser dimensionados para soportar la mitad de la corriente de una falta total.

Para el cálculo del conductor se utilizará un tiempo de 1s, según la exigencia del cliente, y 0.3s según el Grid Code, considerando este tiempo como el valor máximo para las protecciones para disparar y eliminar la falta (criterio conservador). Así, el conductor de puesta a tierra estará dimensionado para 40kA – 1s.

Según la ecuación de la norma IEEE 80, la corriente máxima permitida para el conductor será:

$$I_{max} = S_{min} \sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t * \alpha r * \rho r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

Siendo:

TCAP = 3.422J/cm³/°C [capacidad calorífica por unidad de volumen de la Tabla 1 de la Estándar].

t = 1s [duración actual]

αr = 0,00393 [coeficiente de resistividad térmica a la temperatura de referencia Tr]

ρr = 1,7241 $\mu\Omega$ cm [resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia Tr]

K_0 = 234 [(1/ αr)-Tr, según Tabla 1 de la Norma]

T_m = 250°C [temperatura máxima admisible]

T_a = 45°C [temperatura ambiente]

I_{max} = ICAP/2= 40/2 = 20 kA [corriente de falla]

S_{min} = Sección mínima necesaria para soportar I_{maz}

De la ecuación anterior: **$S_{mín} = 119,90 \text{ mm}^2$**

Según este cálculo, la sección mínima necesaria para el conductor de puesta a tierra 119,90.

Por lo tanto el cable estándar elegido es: 1 x 120 mm²

Para la red de tierra diseñada, el objetivo es mantener las tensiones máximas voltajes de paso y de contacto esperados por debajo de los voltajes de paso máximos admisibles y contacto, calculado en el anterior apartado.

Después de un procedimiento de optimización iterativo, las principales características de la red de tierra diseñada son:

- Superficie de la red de tierra (A): 400.000 m²
- Longitud total del conductor de la red (Lc): 36.318 m
- Sección del conductor: 120 mm
- Profundidad de la red: 0,8 m

Todas estas características se verifican en los siguientes apartados (según la norma IEEE y el software ETAP v12.5); la resistencia de puesta a tierra, la elevación del potencial a tierra y la tensión de paso y de contacto máxima esperada se calculan en base a la red terrestre propuesta en el **ANEXO IV**:

4.3.4 EVALUACIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra y la corriente de falta se calculan según IEEE 80-2000. Una vez obtenidos los dos valores, se calcula el aumento del potencial de tierra (GPR).

Primero se calcula la resistencia de puesta a tierra según la ecuación de la norma mencionada anteriormente:

$$R_g = \rho_s \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{20A}}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 0,091 \Omega$$

Siendo:

$$\rho_s = 133,9 \Omega\text{m}$$

$$A = 400.000 \text{ m}^2 \text{ (Área de red de tierra de la central)}$$

$$h = 0,8 \text{ m}$$

$$LM = L_{rod} + L_{cond} = 36.318 \text{ m}$$

- LM= longitud total de cobre enterrado en la red de tierra
- Lcond= longitud total del cable enterrado
- Lrod= longitud total de las estacas

A continuación, se calcula la corriente de falta (IG), considerada para el cálculo y diseño de la red de tierra. Se determina teniendo en cuenta la corriente de defecto a tierra monofásica a 400 kV del lado de los Transformadores Principales.

Este valor se tomó como resultado de la simulación (utilizando el software ETAPv12.5 acorde a la norma IEC 60909) de una falta fase-tierra a 400kV del Transformador Principal, considerándolo como punto a neutro. Se tuvo en cuenta la red externa y el aporte de la central eléctrica. Según esta Norma, la corriente de cortocircuito monofásica debe calcularse mediante la ecuación:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}} = 40 \text{ kA}$$

Siendo:

I''_{k1} = valor efectivo de la componente simétrica de una corriente de cortocircuito monofásico (es decir, IG)

U_n = tensión nominal

c = factor de tensión

$Z(1)$ = impedancia de cortocircuito directo de la red

$Z(2)$ = impedancia de cortocircuito inverso de la red

$Z(0)$ = impedancia de cortocircuito homopolar de la red

Por lo tanto, el aumento máximo del potencial terrestre de la red de tierras es el resultado de la corriente falta multiplicada por la resistencia de tierra:

$$GPR = I_G * R_G = 3848,5 V$$

Siendo:

$$I_G = 40 \text{ kA (Corriente de falta)}$$

$$R_G = 0,091 \Omega \text{ (Resistencia de puesta a tierra)}$$

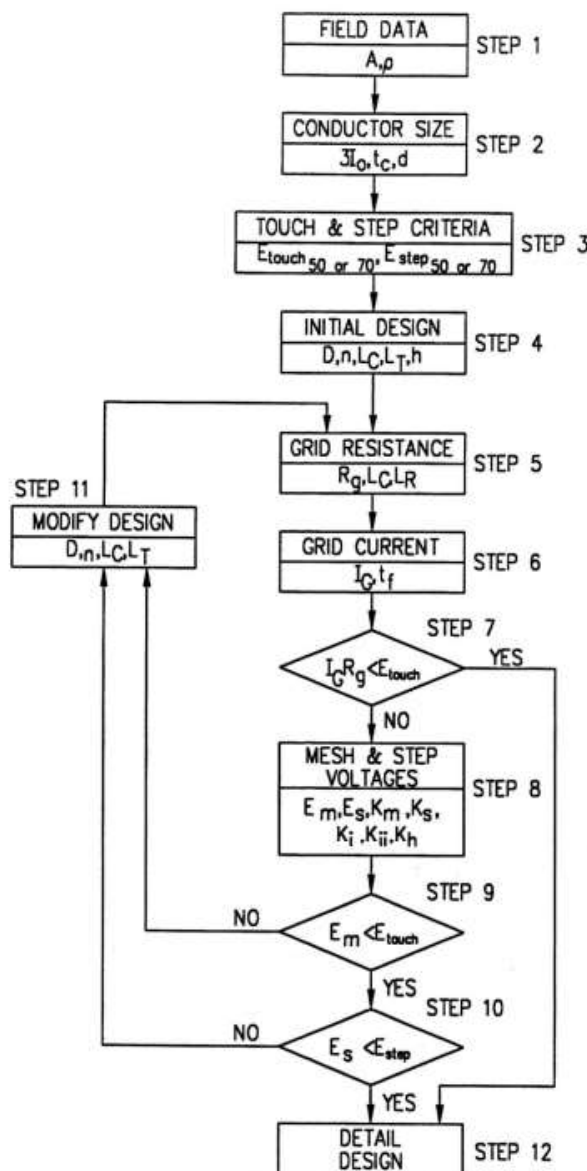
4.3.5 CÁLCULO DE LA TENSIÓN MÁXIMA DE PASO Y DE CONTACTO

El cálculo de los valores máximos de tensión de contacto y de paso se desarrollará utilizando el software de simulación ETAP v12.5. Los datos empleados y los resultados aparecen en la siguiente tabla:

Parámetro	Valor	Unidades
Longitud total del conductor de la red (L C)	36.318	metros
Profundidad de la red	0,8	m
Resistividad del suelo (r)	133,9	Ωm
Corriente de falla (IG)	40	kA
Tiempo de eliminación de fallas	0,3	s
Tensión de paso máxima esperada	240,9	V
Voltaje de paso máximo permitido	3183,5	V
Tensión de contacto máxima prevista	849,5	V
Tensión de contacto máxima admisible	954,7	V
Resistencia de tierra	0,091	Ω
Aumento del potencial del terreno (GPR)	3848,5	V

Tabla 12: Parámetros y resultados del cálculo de la Tensión de Paso y Contacto.

Como se muestra en la tabla anterior, los voltajes máximos de paso y de contacto previstos (considerando una capa superficial con alta resistividad) se mantienen por debajo de los respectivos valores máximos admisibles. La distribución de la tensión de paso y de contacto aparece en el ANEXO III.



Se ha empleado el siguiente proceso iterativo para el cálculo:

Se han ido obteniendo los siguientes valores:

$$A=400.000 \text{ m}^2 \quad ; \quad \rho=133,9 \text{ W}\cdot\text{m}$$

$$3I_0=21,25\text{kA} \quad ; \quad t_c=0,3\text{s}$$

$$d=120\text{mm}^2$$

$$U_{\text{CONTACTO}}=954,7 \text{ V} ; U_{\text{PASO}} = 3183,5\text{V}$$

- A partir del paso 4, el diseño fue realizado con ETAP, con los resultados finales siguientes:

$$R_g=0,091\text{W}$$

$$U_{\text{PASO}} = 240,9 \text{ V} < 3183,5 \text{ V}$$

$$U_{\text{CONTACTO}}=849,5 \text{ V} < 954,7 \text{ V}$$

Ilustración 9: Diagrama de Bloques del proceso de diseño de la Red de Tierras.

4.4 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

El dimensionamiento de conductores es fundamental para asegurar un suministro eléctrico seguro y eficiente en la planta. Este proceso considera diferentes niveles de tensión: media tensión (6,6 kV), baja tensión (400/230 VCA y 125 VCC), control de potencia y entradas/salidas digitales (125 VCC y 120 VCA). En este trabajo, por cuestión de extensión, solo se ha expuesto los coeficientes y procedimiento de cálculo del sistema de media tensión.

Como se ha mencionado en el capítulo de introducción; los cables se instalan en bandejas portacables adecuadas, con configuraciones específicas para mantener la seguridad y el orden. Las bandejas portacables, hechas de acero galvanizado, cumplen con normativas ASTM 123 y IEC 61537, y se disponen de manera que los diferentes niveles de tensión estén correctamente aislados y conectados a tierra. Esta sección detalla los criterios y procedimientos para seleccionar y dimensionar adecuadamente los conductores utilizados en la planta.

4.4.1 REQUISITOS GENERALES

Los requisitos generales para calcular la sección de los cables son los siguientes:

- Capacidad de transporte de corriente

Las condiciones de la capacidad de transmisión actual son las siguientes:

Los valores nominales para la carga continua de los cables deben calcularse de acuerdo con las normas IEC, teniendo en cuenta las reducciones necesarias debidas a la temperatura ambiente y al método de instalación.

Para garantizar que la temperatura del cable no supere los niveles aceptables (capacidad de transporte de corriente indicada por el fabricante), la sección debe ser tal que la corriente continua nominal del cable (teniendo en cuenta los factores de corrección necesarios derivados de la temperatura ambiente y la acumulación de cables), sea superior a la

clasificación del dispositivo de protección del cable (por ejemplo, fusibles o interruptores automáticos).

- Energía Pasante máxima permitida

El cable debe poder soportar la corriente de falta máxima durante el tiempo máximo sin sufrir daños. Los cables de MT deben diseñarse para soportar la potencia de cortocircuito prevista durante al menos el tiempo necesario para que el relé+interruptor detenga la falta. Los cables de equipos de baja tensión deben soportar el nivel de cortocircuito previsto y el tiempo necesario para que el relé+interruptor detenga la energía de paso de la falta o la energía máxima del dispositivo de protección, la que sea más restrictiva.

- Caída de tensión

En funcionamiento normal, la caída de tensión máxima del circuito para los consumidores es del 5% a plena carga (0,95 Un en los bornes de carga). La caída de tensión del circuito durante el arranque del motor se limitará al 20% como máximo y al 10% para la caída de tensión del cable del motor (0,80 Un en los bornes del motor).

En los cálculos se incluyen los elementos resistivos y reactivos de la caída de tensión, el arranque y el funcionamiento del factor de potencia.

- Corriente mínima de cortocircuito (se aplica a los sistemas de BT)

La corriente de cortocircuito mínima se produce cuando hay un cortocircuito entre la fase y los conductores de protección en el punto más alejado del conductor protegido. Esto es necesario al encontrarse en un punto muy alejado de la alimentación, al haber disminuido el cortocircuito, la intensidad puede pasar a ser indetectable por las protecciones. Por lo tanto, la sección/corte del cable debe ser tal que el dispositivo de protección aguas arriba pueda detectar esta corriente de cortocircuito mínima aguas abajo.

Todos los cables cumplen con las normas CEI. Los cables de alimentación de 95 mm² o menos son multipolares; los cables de entre 120 mm² y 400 mm² son monopolares. No se han

instalado cables de más de 400 mm² y la sección mínima de los cables de alimentación de baja tensión es de 2,5 mm².

4.4.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Este procedimiento tiene por objetivo cubrir los requisitos para el Cálculo de los Cables de MT, que serán instalados en la Central de Ciclo Combinado. Como cables eléctricos de MT se consideran todos los cables con un nivel de tensión de 6/10 kV.

Para dimensionar los cables primero se calculará la Sección en cada caso de los siguientes y se escogerá la mayor de las calculadas:

- Capacidad de transporte de Corriente
- Energía pasante máxima permitida
- Caída de tensión

Para los cables de alimentación de media tensión se consideran las siguientes características generales:

Características	Valor	Unidades
Conductor	Cobre	-
Aislamiento	XLPE	-
Nivel de aislamiento	6/10	kV
Blindaje	Si	-
Armadura	Si. Acero galvanizado para cables multipolares y aluminio para cables unipolares.	-
Temperatura de operación	90	°C
Temperatura de operación en cortocircuito	250	°C

Temperatura ambiente de referencia	50	°C
Temperatura de referencia del suelo	20	°C
Resistividad Térmica del Suelo	1,5	K.m/W

Tabla 13: Características Generales de los Cables de Media Tensión

Los siguientes supuestos y condiciones se aplican en el cálculo para media tensión:

- Los valores nominales para la carga continua de los cables se calcularán según las normas IEC, teniendo en cuenta las reducciones necesarias debidas a las temperaturas ambiente y al método de instalación.
- En los bancos de conductos enterrados, los cables de media tensión se instalarán en un solo circuito por conducto. En caso de varios conductores por fase, se instalará un solo grupo de cables tripolares en un conducto.
- Cuando los cables transcurran en bancos de conductos subterráneos, se instalan a una profundidad media de 2 m.
- La temperatura ambiente media considerada para el dimensionamiento de los cables es de 50°C. Se considerará que el cable se encuentra en una instalación enterrada cuando esté tendido dentro de un banco de conductos enterrado en una longitud superior a 3 m o al 10 por ciento de la longitud del circuito, la que sea menor.
- La temperatura del suelo considerada para el dimensionamiento de los cables es de 20°C.
- El cable se dimensionará considerando un factor de sobredimensionamiento del 10%.

4.4.2.1 Factores de Corrección para cableado de Media Tensión

El objetivo de esta sección es definir los factores de corrección correspondientes a los métodos de instalación de cables. Los factores concretos se encuentran en el **ANEXO II**, y se emplean los siguientes casos:

- Instalación en bandejas de cables aéreos
 - K1: Factor de corrección para una temperatura ambiente distinta a los 30°C.
 - K2: Factor de corrección por agrupamiento
 - K3: Factor de corrección por exposición directa a la luz solar
- Instalación en conductos enterrados
 - K1: Factor de corrección para una temperatura del terreno distinta a los 20°C.
 - K2: Factor de corrección por conductores adyacentes
 - K3: Factor de corrección por la resistividad térmica del terreno
 - K4: Factor de corrección por el tipo de instalación (Unipolar/Multipolar)
- Instalación en bandejas de cables de zanjas enterradas
 - K1: Factor de corrección para una temperatura ambiente distinta a los 30°C.
 - K2: Factor de corrección por agrupamiento
- Instalación en conductores aéreos
 - K1: Factor de corrección para una temperatura ambiente distinta a los 30°C.
 - K2: Factor de corrección por conductores adyacentes

Como resultado de los distintos casos de instalación, Se tendrán en cuenta los siguientes factores de corrección globales:

Tipo de Cable	Instalación	K1	K2	K3	K4	K
Instalación en Bandejas de Cables Aéreos						
Unipolar	exterior	0,82	0,84	1		0,69
	interior	0,82	0,84	1		0,69
Unipolar	exterior	0,82	0,87	1		0,71
	interior	0,82	0,87	1		0,71
Instalación de conductos						

Unipolar		1	0,392	1	0,9	0,35
Multipolar		1	0,417	1	0,93	0,39
Instalación en bandejas de cables de zanjas enterradas						
Unipolar		0,82	0,72			0,59
Multipolar		0,82	0,75			0,62
Instalación en conductos aéreos						
Unipolar		0,82	0,78			0,64
Multipolar		0,82	0,894			0,73

Tabla 14: Resultados de los Factores de Corrección Según el Tipo de Instalación

Las consideraciones y factores de corrección indicados en esta sección se tendrán en cuenta para cada uno de los métodos de cálculo.

4.4.2.2 Capacidad de Transporte de Corriente

La corriente de carga corregida (I') se determinará utilizando la corriente de carga nominal (I_n) de la previsión de cargas, los diferentes factores de corrección (k_1, k_2, \dots) y el factor de sobredimensionamiento (K_0):

$$I' = \frac{I_n * K_0}{K_1 * K_2 * \dots}$$

La sección del cable se determinará seleccionando el cable cuya capacidad de transporte de corriente (I_0) sea superior a la corriente de carga corregida (I').

4.4.2.3 Energía Pasante Máxima Permitida

La sección mínima (S_{cc-min}) en mm^2 para soportar la corriente máxima de falta pasante para el caso más desfavorable (Duración máxima) será conforme a la fórmula siguiente:

$$S_{cc-min} = \frac{I_{sc} * \sqrt{t}}{K}$$

Siendo:

I_{sc} es la corriente de cortocircuito (A), este valor se calculará aguas arriba del cable, Pero normalmente y en general, cuando el circuito está protegido por el interruptor automático, Por lo tanto, $I_{sc} \sqrt{t}$ es la $I_{sc} \sqrt{t}$ del interruptor automático elegido,

t es el tiempo de funcionamiento de la protección del circuito (s), se considerará:

- 0,5 segundos para las cargas
- 0,3 segundos para alimentaciones a motores

$K = 143$ (constante para cables con conductores de cobre y aislamiento XLPE según IEC 60364-4-43).

En los cálculos se incluirán tanto los componentes resistivos y reactivos de la caída de tensión como los factores de potencia de arranque y de funcionamiento. La sección nominal se seleccionará por encima de la sección mínima calculada.

Para los cálculos de cables se considerarán los cálculos a nivel de cortocircuito.

4.4.2.4 Caída de Tensión

Para el cálculo de caída de tensión según el tipo de conductor se emplean las siguientes fórmulas:

$$\Delta U = \sqrt{3} * \frac{k_0 * I_n}{n} * L * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad \text{for three - phase circuits}$$

$$\Delta U = 2 * \frac{k_0 * I_n}{n} * L * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad \text{for single - phase circuits}$$

Donde:

ΔU es la caída de tensión (V)

K_0 es el factor de sobredimensionamiento (10%)

L es la longitud del conductor (km)

R es la resistencia del cable por kilómetro (Ω / km)

X es la reactancia del cable por kilómetro (Ω / km)

n es el número de conductores en paralelo por fase

$\cos \varphi$ es el factor de potencia nominal de la carga

El valor porcentual de la caída de tensión respecto a la tensión nominal (U_r) será:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_r} * 100$$

Para la caída de tensión en el arranque se considerarán las siguientes relaciones:

- Arranque directo en línea 5,5 In
- Arranque con VFD 3,5 In
- Inicio-Delta 3 In

Con el fin de obtener los valores de resistencia (R) para el cálculo de la caída de tensión de los cables, los valores tabulados a 20°C para cada tipo de cable se calcularán a 90°C con la siguiente fórmula:

$$R_T = R_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha \cdot (T - 20)]$$

Dónde:

R_T es la resistencia por km a T $^\circ\text{C}$ [Ω/km].

$R_{20^\circ\text{C}}$ es la resistencia por km a 20°C [Ω/km].

α es un coeficiente de temperatura de resistencia ($0,00392^\circ\text{C}$ para el cobre) [$^\circ\text{C}$]

T es la temperatura a la que se calculará la resistencia [$^\circ\text{C}$].

Los valores de reactancia (X) para el cálculo de la caída de tensión de los cables se calcularán mediante la siguiente fórmula:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot H$$

Donde:

X es la reactancia por km [Ω/km].

f es la frecuencia del sistema [Hz]. En este caso se considerarán 60 Hz.

H es la inductancia tomada del catálogo de cables [H/km].

Se utilizarán los siguientes valores de resistencia y reactancia según la sección de los conductores:

Sección transversal nominal de los conductores [mm]	Cables Unipolares		Cables multipolares	
	R [Ω/km]	X [Ω/km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]
25	0,918	0,134	0,936	0,118
35	0,663	0,128	0,675	0,112
50	0,490	0,122	0,499	0,106
70	0,339	0,115	0,345	0,100
95	0,245	0,110	0,249	0,096
120	0,195	0,106	0,197	0,093
150	0,159	0,102	0,161	0,090
185	0,127	0,100	0,129	0,089
240	0,098	0,097	0,099	0,085
300	0,078	0,093	-	-
400	0,062	0,091	-	-

Tabla 15: Valores de las Resistencias y Reactancias según la sección y el tipo de instalación.

El factor de potencia en el arranque se considerará 0,2 (según IEEE Std 399).

La caída de tensión máxima admisible (%) será la siguiente:

- Alimentación de los cuadros de MT desde los transformadores principales: 1,5%
- Alimentación de transformadores MT/BT: 3,5%
- Otras fuentes de alimentación de cuadros de MT: 2,5 %

En funcionamiento normal, la caída de tensión máxima del circuito para los consumidores será del 5% a plena carga (0,95 Un en los terminales de carga). La caída de tensión del circuito durante el arranque del motor se limitará al 20% como máximo y al 10% para la caída de tensión del cable del motor (0,80 Un en los terminales del motor).

Los resultados del dimensionamiento de cables aparecen en el **ANEXO III**. También se incluyen varios ejemplos del informe detallado obtenido del software interno.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto, destacando los aspectos más relevantes y proporcionando una evaluación crítica de los mismos. Cada sección del proyecto se comenta brevemente, resaltando los números más significativos y concluyendo con una reflexión global sobre el trabajo realizado.

El trabajo parte de una necesidad energética de la región de emplazamiento del proyecto. Para ello se busca una solución medioambientalmente coherente y eficiente, pero también teniendo en cuenta las condiciones económicas del país. Debido a esto se decide el desarrollo de una planta de Ciclo Combinado. Al ser necesario una elevada potencia de generación, se diseña la planta como una estación con dos módulos de generación 2x1: con dos turbinas de gas y una de vapor, por cada bloque de generación de energía.

Para comenzar el proyecto, lo primero es el estudio de las condiciones generales del emplazamiento de la planta, así como el de las condiciones eléctricas establecidas por el cliente y las regulaciones locales. Se realiza una adaptación de los procedimientos realizados en proyectos similares. A partir de este punto se puede comenzar con el diseño de la planta.

Como se ha mencionado anteriormente, aparte de conocimientos generales de electrotecnia, se han empleado dos softwares particulares: ETAP y la base de datos propia de IDOM. Con estas herramientas se han realizado los siguientes cálculos:

- Análisis de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito se llevó a cabo utilizando el software ETAP versión 12.5, conforme a las normativas IEC 60909. Este análisis permitió determinar las corrientes de cortocircuito en diversas partes del sistema eléctrico, esenciales para dimensionar adecuadamente los equipos de protección y asegurar la seguridad y fiabilidad operativa del

sistema. Los resultados obtenidos mostraron que las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas se encontraban dentro de los rangos esperados. La corriente máxima de cortocircuito fue de 40 kA, mientras que la corriente mínima registrada fue de 18,27 kA en el sistema de 6,6 kV. Estos valores son cruciales para garantizar que todos los equipos puedan soportar las tensiones y corrientes de falla sin comprometer la integridad del sistema.

- Flujo de Cargas

El estudio del flujo de cargas permitió evaluar la distribución de la carga a lo largo del sistema eléctrico y garantizar la eficiencia y estabilidad operativa. Se verificó que los transformadores tuvieran un sobredimensionamiento adecuado para manejar todas las cargas conectadas, con resultados que mostraron un sobredimensionamiento promedio del 20%, siendo el más bajo de un 10%. Este análisis incluyó la verificación de la caída de tensión en los equipos de media tensión y en los bornes de los motores durante el arranque, asegurando que estas se mantuvieran dentro de los límites aceptables.

Primero se estudia la caída de tensión para funcionamiento normal con los dos tipos de combustible: líquido y gaseoso. Gracias al software se verifica que la variación de tensión se encuentra entre 0,9 y 1,1 U_n , como se establece en la IEC 61000.

A continuación, se calcula la variación de tensión para el caso de arranque de motor más desfavorable, siendo este el del motor: Bomba de alimentación de agua (11LAC21AP001) de la caldera alimentada por 18BBA10. Se calcula la caída de tensión en bornes y se concluye: la tensión en bornes del motor de arranque es un 92,86% de la potencia nominal del motor (tensión 6,6 kV) superior al 80% requerido. El efecto del arranque del motor para el resto del sistema es la mínima y todas las barras funcionan en el rango entre el 90% y el 110% incluso durante el proceso de arranque.

- Red de Tierras

Para el cálculo de la red de tierras, se utilizó ETAP v12.5, considerando parámetros como la resistividad del suelo y la corriente de falta. Los resultados mostraron que los valores de tensión de paso y de contacto se encontraban por debajo de los máximos admisibles. Para

alcanzar esta conclusión se realizó un estudio de los calores máximos permitidos de tensión de paso y contacto. El estudio mostró que era necesario emplear una capa superficial con alta resistividad (Grava) en toda la planta, con el objetivo de subir los valores de tensión máxima permitida. Esta estrategia aumenta el coste, pero simplifica la instalación

La tensión de paso máxima registrada fue de 240,9 V, y la tensión de contacto máxima fue de 849,5 V. Estos resultados confirmaron que la red de tierras diseñada cumple con los requisitos de seguridad establecidos, proporcionando una protección adecuada contra descargas eléctricas y garantizando la seguridad de los operarios y equipos.

A partir de estos datos se dimensiona el sistema de puesta a tierra. Dimensionando el conductor y evaluando la resistencia de puesta a tierra.

- Dimensionamiento de Conductores

El dimensionamiento de conductores fue otro aspecto crítico del proyecto. En este trabajo se ha expuesto solo el dimensionamiento de algunos cables de media tensión. Los cables fueron dimensionados para cumplir con la capacidad de transporte de corriente, la energía pasante máxima permitida y la caída de tensión. La verificación incluyó factores de corrección según las normas IEC aplicables, garantizando un diseño seguro y eficiente.

Se ha empleado el software interno de IDOM para este apartado, necesitando de un periodo de adaptación al funcionamiento de este.

El análisis de los resultados obtenidos a lo largo del proyecto ha demostrado que los objetivos planteados fueron alcanzados satisfactoriamente. Se logró diseñar un sistema eléctrico eficiente y seguro, cumpliendo con las normativas internacionales y garantizando la operatividad y fiabilidad de la planta de ciclo combinado. Los valores obtenidos en los análisis de cortocircuito, flujo de cargas, red de tierras y dimensionamiento de conductores fueron coherentes con las expectativas y requisitos del proyecto.

La utilización del software ETAP fue fundamental para realizar análisis precisos y detallados, contribuyendo de manera significativa al éxito del proyecto. Los resultados obtenidos proporcionaron una base sólida para la toma de decisiones y la optimización del diseño, asegurando que todas las componentes del sistema cumplieran con los estándares de calidad y seguridad requeridos.

Finalmente, este proyecto no solo cumplió con los objetivos técnicos, sino que también demostró un compromiso con la sostenibilidad y la eficiencia energética, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). La integración de tecnologías avanzadas y la adaptación a las condiciones locales han permitido desarrollar un sistema robusto y confiable, capaz de proporcionar energía de manera eficiente y segura.

Este análisis y los valores obtenidos no solo validan el enfoque y las metodologías empleadas, sino que también proporcionan una guía valiosa para futuros proyectos en el campo de la ingeniería eléctrica. La experiencia adquirida y las lecciones aprendidas durante el desarrollo de este proyecto servirán como base para la mejora continua y la implementación de mejores prácticas en el diseño y operación de sistemas eléctricos complejos.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Garrido, S. G. (s. f.). Tipos de centrales de ciclo combinado. <https://cicloscombinados.com/index.php/articulos/articulos-avanzados/centrales-termicas-de-ciclo-combinado/tipos-de-centrales-de-ciclo-combinado>
- [2] Gamez, M. J. (2022, 24 mayo). Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible. Desarrollo Sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [3] El ciclo combinado. (s. f.). Instituto Catalán de Energía. <https://icaen.gencat.cat/es/energia/formes/electricitat/tecnologies/combinat/index.html>
- [4] Peña, A (2018) Informe del proyecto XXX. Documento interno, Empresa IDOM.
- [5] Peña, A (2023) Criterios de Diseño Eléctrico. Documento interno. Empresa IDOM
- [6] Vázquez, A (2024) Cálculo de Cortocircuito. Documento interno. Empresa IDOM
- [7] Gómez, M (2024) Reporte del Terreno. Documento Interno. Empresa IDOM
- [8] Peña, A (2023) MV Cable Calculation Procedure. Documento Interno. Empresa IDOM

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES

En este anexo se exponen las principales características de los elementos de diseño.

- La red de 400 kV (AT) está definida por los siguientes elementos:

Red de 400 kV		
Características	Valor	Unidades
Tensión nominal	400	kV
Rango de tensión normal	± 5	%
Tierra neutra	Conexión directa a tierra	-
Corriente de cortocircuito trifásica máxima suministrada por la red	11	kA
Corriente de cortocircuito monofásica máxima suministrada por la red	9	kA
Relación X/R para corriente de cortocircuito máxima	0,15	-
Corriente de cortocircuito trifásica mínima suministrada por la red	9	kA
Corriente de cortocircuito monofásica mínima suministrada por la red	8	kA
Relación X/R para corriente de cortocircuito mínima	0,14	-

- Los transformadores principales ((ONAN/ONAF1/ONAF2 a 20 °C) para las turbinas de gas y de vapor están definidos por los siguientes elementos:

Transformador principal de la Turbina de Gas y de la Turbina de Vapor		
Características	Valor	Unidades
Potencia nominal	198000/247500/330000	kVA
Relación de tensión	/15	kV
Tomado del bobinado primario	$\pm 2 \times 2.5$	%
Impedancia de cortocircuito en toma central	13 (tolerancia ± 7.5) (330MVA Base)	%
Componente inductivo de la impedancia de cortocircuito	12.997	%
Componente resistivo de la impedancia de cortocircuito	0.27	%

- La turbina de gas está definida por los siguientes elementos:

Turbina de Gas		
Características	Valor	Unidades
Tensión nominal del alternador	15	kV
Rango de voltaje del alternador	± 7.5	%
Potencia activa nominal del alternador	264600	kW
Factor de potencia del alternador (retardo)	0.90	-
Factor de potencia del alternador (avance)	0.95	-
Reactancia subtransitoria del alternador (saturado)	0.18	pu
Potencia mínima de cortocircuito	220	MVA

- La turbina de vapor definida por los siguientes elementos:

Turbina de Vapor		
Características	Valor	Unidades
Tensión nominal del alternador	15	kV
Rango de voltaje del alternador	±7.5	%
Potencia activa nominal del alternador	273600	kW
Factor de potencia del alternador (retardo)	0.90	-
Factor de potencia del alternador (avance)	0.95	-
Reactancia subtransitoria del alternador (saturado)	0.19	unidades

- El transformador auxiliar ((ONAN/ONAF1/ONAF2 a 20 °C) está definido por los siguientes elementos:

Transformador Auxiliar		
Características	Valor	Unidades
Potencia nominal	23000/29000/40000	kVA
Relación de tensión	/6.9	kV
Tomado del bobinado primario	±8x1.25	%
Impedancia de cortocircuito en toma central	16.11 (40 MVA Base)	%
Componente inductivo de la impedancia de cortocircuito	16.1	%

Componente resistivo de la impedancia de cortocircuito	0.597	%
--	-------	---

- El generador de emergencia (Generador Diésel) está definido por los siguientes elementos:

Red de 400 kV		
Características	Valor	Unidades
Parámetro	Valor	Unidades
Tensión nominal del alternador	6	kV
Número de unidades	3	-
Potencia nominal activa del alternador	5000	kW
Factor de potencia nominal del alternador	0.8	-
Reactancia subtransitoria del alternador (saturado)	0.152 (tolerancia ± 15)	u.p.

ANEXO II: FACTORES DE CORRECCIÓN

Para el dimensionamiento de cables se han extraído los factores de corrección de las tablas de la IEC 60502-2 correspondientes. Estas son:

Table B.10 – Correction factors for ambient air temperatures other than 30 °C

Maximum conductor temperature °C	Ambient air temperature °C							
	20	25	35	40	45	50	55	60
90	1,08	1,04	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Table B.11 – Correction factors for ambient ground temperatures other than 20 °C

Maximum conductor temperature °C	Ambient ground temperature °C							
	10	15	25	30	35	40	45	50
90	1,07	1,04	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Table B.13 – Correction factors for depths of laying other than 0,8 m for cables in ducts

Depth of laying m	Single-core cables		Three-core cable
	Nominal conductor size mm ²		
	≤185 mm ²	>185 mm ²	
0,5	1,04	1,05	1,03
0,6	1,02	1,03	1,02
1	0,98	0,97	0,99
1,25	0,96	0,95	0,97
1,5	0,95	0,93	0,96
1,75	0,94	0,92	0,95
2	0,93	0,91	0,94
2,5	0,91	0,89	0,93
3	0,90	0,88	0,92

Table B.15 – Correction factors for soil thermal resistivities other than 1,5 K·m/W single-core cables in buried ducts

Nominal area of conductor mm ²	Values of soil thermal resistivity K·m/W						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,20	1,17	1,14	1,11	0,92	0,85	0,79
25	1,21	1,17	1,14	1,12	0,91	0,85	0,79
35	1,21	1,18	1,15	1,12	0,91	0,84	0,79
50	1,21	1,18	1,15	1,12	0,91	0,84	0,78
70	1,22	1,19	1,15	1,12	0,91	0,84	0,78
95	1,23	1,19	1,16	1,13	0,91	0,84	0,78
120	1,23	1,20	1,16	1,13	0,91	0,84	0,78
150	1,24	1,20	1,16	1,13	0,91	0,83	0,78
185	1,24	1,20	1,17	1,13	0,91	0,83	0,78
240	1,25	1,21	1,17	1,14	0,90	0,83	0,77
300	1,25	1,21	1,17	1,14	0,90	0,83	0,77
400	1,25	1,21	1,17	1,14	0,90	0,83	0,77

Table B.17 – Correction factors for soil thermal resistivities other than 1,5 K·m/W for three-core cables in ducts

Nominal area of conductor mm ²	Values of soil thermal resistivity K·m/W						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,12	1,11	1,09	1,08	0,94	0,89	0,84
25	1,14	1,12	1,10	1,08	0,94	0,89	0,84
35	1,14	1,12	1,10	1,08	0,94	0,88	0,84
50	1,14	1,12	1,10	1,08	0,94	0,88	0,84
70	1,15	1,13	1,11	1,09	0,94	0,88	0,83
95	1,15	1,13	1,11	1,09	0,94	0,88	0,83
120	1,15	1,13	1,11	1,09	0,93	0,88	0,83
150	1,16	1,13	1,11	1,09	0,93	0,88	0,83
185	1,16	1,14	1,11	1,09	0,93	0,87	0,83
240	1,16	1,14	1,12	1,10	0,93	0,87	0,82
300	1,17	1,14	1,12	1,10	0,93	0,87	0,82
400	1,17	1,14	1,12	1,10	0,92	0,86	0,81

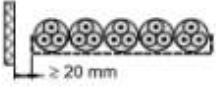
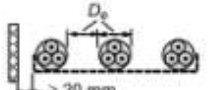

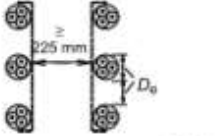
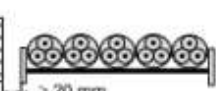
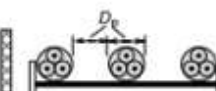
Table B.20 – Correction factors for groups of three-core cables in single way ducts in horizontal formation

Number of cables in group	Spacing between duct centres mm				
	Touching	200	400	600	800
2	0,85	0,88	0,92	0,94	0,95
3	0,75	0,80	0,85	0,88	0,91
4	0,69	0,75	0,82	0,86	0,89
5	0,65	0,72	0,79	0,84	0,87
6	0,62	0,69	0,77	0,83	0,87
7	0,59	0,67	0,76	0,82	0,86
8	0,57	0,65	0,75	0,81	–
9	0,55	0,64	0,74	0,80	–
10	0,54	0,63	0,73	–	–
11	0,52	0,62	0,73	–	–
12	0,51	0,61	0,72	–	–

Table B.21 – Correction factors for groups of three-phase circuits of single-core cables in single-way ducts

Number of cables in group	Spacing between duct group centres mm				
	Touching	200	400	600	800
2	0,78	0,85	0,89	0,91	0,93
3	0,66	0,75	0,81	0,85	0,88
4	0,59	0,70	0,77	0,82	0,86
5	0,55	0,66	0,74	0,80	0,84
6	0,51	0,64	0,72	0,78	0,83
7	0,48	0,61	0,71	0,77	0,82
8	0,46	0,60	0,70	0,76	–
9	0,44	0,58	0,69	0,76	–
10	0,43	0,57	0,68	–	–
11	0,42	0,56	0,67	–	–
12	0,40	0,55	0,67	–	–

Table B.22 – Reduction factors for groups of more than one multi-core cable in air – To be applied to the current-carrying capacity for one multi-core cable in free air

Method of installation		Number of trays	Number of cables					
			1	2	3	4	6	9
Cables on perforated trays	Touching 	1	1,00	0,88	0,82	0,79	0,76	0,73
		2	1,00	0,87	0,80	0,77	0,73	0,68
		3	1,00	0,86	0,79	0,76	0,71	0,66
	Spaced 	1	1,00	1,00	0,98	0,95	0,91	-
		2	1,00	0,99	0,96	0,92	0,87	-
		3	1,00	0,98	0,95	0,91	0,85	-
Cables on vertical perforated trays	Touching 	1	1,00	0,88	0,82	0,78	0,73	0,72
		2	1,00	0,88	0,81	0,76	0,71	0,70
	Spaced 	1	1,00	0,91	0,89	0,88	0,87	-
		2	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	-
Cables on ladder supports, cleats, etc.	Touching 	1	1,00	0,87	0,82	0,80	0,79	0,78
		2	1,00	0,86	0,80	0,78	0,76	0,73
		3	1,00	0,85	0,79	0,76	0,73	0,70
	Spaced 	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-
		2	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	-
		3	1,00	0,98	0,97	0,96	0,93	-


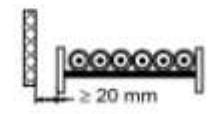
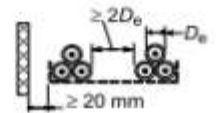
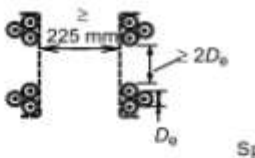
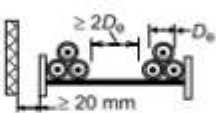
NOTE 1 Values given are averages for the cable types and range of conductor sizes considered. The spread of values is generally less than 5 %.

NOTE 2 Factors apply to single layer groups of cables as shown above and do not apply when cables are installed in more than one layer touching each other. Values for such installations may be significantly lower and must be determined by an appropriate method.

NOTE 3 Values are given for vertical spacings between trays of 300 mm and at least 20 mm between trays and wall. For closer spacing, the factors should be reduced.

NOTE 4 Values are given for horizontal spacing between trays of 225 mm with trays mounted back to back. For closer spacing, the factors should be reduced.

Table B.23 – Reduction factors for groups of more than one circuit of single-core cables (Note 2) – To be applied to the current-carrying capacity for one circuit of single-core cables in free air

Method of installation		Number of trays	Number of three-phase circuits (Note 5)			Use as a multiplier to rating for
			1	2	3	
Perforated trays (Note 3)	 <p>Touching</p> <p>≥ 20 mm</p>	1	0,98	0,91	0,87	Three cables in horizontal formation
		2	0,96	0,87	0,81	
		3	0,95	0,85	0,78	
Ladder supports, cleats etc. (Note 3)	 <p>Touching</p> <p>≥ 20 mm</p>	1	1,00	0,97	0,96	Three cables in horizontal formation
		2	0,98	0,93	0,89	
		3	0,97	0,90	0,86	
Perforated trays (Note 3)	 <p>$\geq 2D_c$</p> <p>D_c</p> <p>≥ 20 mm</p>	1	1,00	0,98	0,96	Three cables in trefoil formation
		2	0,97	0,93	0,89	
		3	0,96	0,92	0,86	
Vertical perforated trays (Note 4)	 <p>≥ 225 mm</p> <p>$\geq 2D_c$</p> <p>D_c</p> <p>Spaced</p>	1	1,00	0,91	0,89	
		2	1,00	0,90	0,86	
Ladder supports, cleats, etc. (Note 3)	 <p>$\geq 2D_c$</p> <p>D_c</p> <p>≥ 20 mm</p>	1	1,00	1,00	1,00	
		2	0,97	0,95	0,93	
		3	0,96	0,94	0,90	

NOTE 1 Values given are averages for the cable types and range of conductor sizes considered. The spread of values is generally less than 5 %.

NOTE 2 Factors are given for single layers of cables (or trefoil groups) as shown in the table and do not apply when cables are installed in more than one layer touching each other. Values for such installations may be significantly lower and should be determined by an appropriate method.

NOTE 3 Values are given for vertical spacings between trays of 300 mm. For closer spacing, the factors should be reduced.

NOTE 4 Values are given for horizontal spacing between trays of 225 mm with trays mounted back to back. For closer spacing, the factors should be reduced.

NOTE 5 For circuits having more than one cable in parallel per phase, each three phase set of conductors should be considered as a circuit for the purpose of this table.

ANEXO III: RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS

- **Resultados del Cálculo de cortocircuito**

Los resultados del cálculo de corriente máxima de cortocircuito son:

		Corriente simétrica inicial de cortocircuito I_k'' (kA)				Valor Pico de corriente de cortocircuito	Componente de CC de la corriente de cortocircuito	Corriente térmica de cortocircuito
Barra alimentada	Tensión nominal (kV)	Tres fases	F-T	F-F	F-F-T	I_p (kA)	I_b (kA) (MT y BT-50 ms)	I_{th} (kA)
00BBA20	6,600	34,645	0,698	30,143	30,315	81,267	30,491	29,623
11BBA10	6,600	34,645	0,698	30,143	30,315	86,056	31,47	30,713
12BBA10	6,600	34,222	0,698	29,781	29,953	86,056	31,47	30,713
18BBA10	6,600	34,222	0,698	29,781	29,953	84,285	31,105	30,313
18BBA20	6,600	31,615	0,697	27,488	27,659	84,285	31,105	30,313
18BBA30	6,600	31,615	0,697	27,488	27,659	73,433	27,917	27,917
18BBA40	6,600	33,402	0,698	29,056	29,228	73,433	27,917	27,917
00BFA10	0,400	36,149	0,000	31,313	31,313	78,829	34,047	33,297
00BFA20	0,400	35,541	0,000	30,789	30,789	77,864	35,541	34,415
00BMA10	0,400	41,264	0,000	35,747	35,747	93,032	39,888	39,471
00BMA20	0,400	41,264	0,000	35,747	35,747	93,032	39,888	39,471

11BFA10	0,400	59,071	0,000	51,169	51,169	126,35	52,497	50,848
11BFA20	0,400	55,725	0,000	48,017	48,017	120,09	50,014	49,467
11BFA30	0,400	42,044	0,000	36,422	36,422	93,133	40,288	39,822
11BMA10	0,400	59,534	0,000	51,005	51,005	127,63	51,564	51,108
12BFA10	0,400	59,071	0,000	51,169	51,169	126,35	52,497	50,848
12BFA20	0,400	55,725	0,000	48,017	48,017	120,09	50,014	49,467
12BFA30	0,400	42,044	0,000	36,422	36,422	93,133	40,288	39,822
12BMA10	0,400	59,534	0,000	51,005	51,005	127,63	51,564	51,108
18BFA10	0,400	40,107	0,000	34,191	34,191	88,544	35,255	36,144
18BFA30	0,400	35,133	0,000	30,435	30,435	123,07	52,203	49,399
18BFA31	0,400	58,063	0,000	50,053	50,053	123,07	52,203	49,399
18BFA32	0,400	59,089	0,000	51,182	51,182	125,12	53,327	49,975
18BFA40	0,400	35,133	0,000	30,435	30,435	122,1	51,992	49,063
18BFA41	0,400	57,463	0,000	49,774	49,774	122,1	51,992	49,063
18BFA42	0,400	59,109	0,000	51,200	51,200	125,16	53,344	49,986

Los resultados de los cálculos de la Corriente Mínima de Cortocircuito son:

Project: Ciclo Combinado_TFM

ETAP

Page: 1

12.5.0C

Date: 24-05-2024

Study Case:

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **11BBA10**
Nominal kV = 6.600
Voltage c Factor = 1.00 (Minimum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	Ib	R1	X1	R0	X0
11BBA10	Total	0.00	18.272	0.00	171.29	174.76	0.635	0.635	1.61E+000	4.38E+001	3.78E+002	3.84E+001
Bus54	11BBA10	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus56	11BBA10	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus57	11BBA10	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus59	11BBA10	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
18BBA10	11BBA10	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
18BBA30	11BBA10	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus5	11BBA10	83.81	18.272	95.52	95.65	95.76	0.635	0.635 *	1.61E+000	4.38E+001	3.78E+002	3.84E+001
Bus97	Bus54	0.00	0.000	100.90	98.89	100.00	0.000	0.000				
Bus99	Bus56	0.00	0.000	100.90	98.89	100.00	0.000	0.000				
Bus101	Bus57	0.00	0.000	100.90	98.89	100.00	0.000	0.000				
Bus95	Bus59	0.00	0.000	100.90	98.89	100.00	0.000	0.000				
Bus82	18BBA30	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus84	18BBA30	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus88	18BBA30	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus81	18BBA40	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus89	18BBA40	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus90	18BBA40	0.00	0.000	0.00	171.29	174.76	0.000	0.000				
Bus1	Bus5	92.15	8.403	95.64	95.62	95.69	0.169	0.000	2.19E+001	1.29E+000		

Fault at bus: **11BBA10**
Nominal kV = 6.600
Voltage c Factor = 1.00 (Minimum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base				
				Va	Vb	Vc	Ia	Ib	R1	X1	R0	X0	
		3-Phase:		L-G									
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		1	18.272					0.635					
Peak Current (kA), Method C		1	49.037					1.704					
Breaking Current (kA, rms, symm)		1						0.635					
Steady State Current (kA, rms)		1	18.272					0.635					

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a zero sequence fault current contribution (I₀) from a grounded Delta-Y transformer

• **Resultados del Cálculo de Caída de Tensión**

Para el caso de modo de funcionamiento normal con Combustible Gaseoso:

Project: Ciclo Combinado_TFM ETAP: 12.5.0C Page: 1
Date: 28-05-2024
Study Case: LF

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap		
00BBA10	6.600	101.059	-3.2	0	0	0	0	11BBA10	-2.626	-1.572	264.9	85.8			
								Bus39	0.848	0.659	93.0	79.0			
								Bus44	0.126	0.092	13.5	80.6			
								Bus45	0.919	0.445	88.4	90.0			
								Bus46	0.733	0.375	71.3	89.0			
00BFA10	0.400	101.436	-5.6	0	0	0.836	0.596	Bus19	-0.836	-0.596	1461.3	81.4			
00BFA20	0.400	105.547	-3.5	0	0	0.126	0.091	Bus121	-0.126	-0.091	212.5	80.9			
00BMA10	0.400	104.035	-4.7	0	0	0.321	0.144	Bus117	-0.728	-0.348	1119.7	90.2			
								Cable143-	0.000	0.000	0.2	0.0			
								Cable145-	0.000	0.000	0.2	0.0			
								00BMA20	0.407	0.204	631.7	89.4			
								00BMA20	0.400	104.035	-4.7	0	0	0.407	0.204
00BMA10	-0.407	-0.204	631.7	89.4											
11BBA10	6.600	101.094	-3.2	0	0	0	0	00BBA10	2.627	1.572	264.9	85.8			
								Bus54	1.134	0.748	117.5	83.5			
								Bus56	1.044	0.787	113.1	79.9			
								Bus57	1.008	0.271	90.3	96.6			
								Bus59	1.284	0.694	126.3	88.0			
								Bus64	0.930	2.764	252.4	31.9			
								18BBA10	3.140	1.545	302.8	89.7			
								18BBA30	2.772	1.743	283.3	84.6			
								Bus5	-13.938	-10.124	1490.7	80.9			
								11BFA10	0.400	102.256	-5.6	0	0	0.104	0.074
Bus111	0.515	0.276	824.6	88.1											
Bus112	0.503	0.324	844.6	84.0											
11BFA20	0.400	102.133	-5.3	0	0	0.857	0.644	Bus99	-1.032	-0.720	1777.7	82.0			
								Bus126	0.174	0.076	268.9	91.7			
11BFA30	0.400	104.260	-5.4	0	0	1.000	0.227	Bus101	-1.000	-0.227	1419.0	97.5			
11BMA10	0.400	102.401	-5.9	0	0	0.659	0.212	Bus95	-1.269	-0.609	1984.2	90.2			
								Bus115	0.493	0.345	848.1	81.9			
								Bus131	0.117	0.051	180.2	91.6			
12BBA10	6.600	101.139	-2.7	0	0	0	0	Bus66	1.130	0.738	116.7	83.7			
								Bus68	0.196	0.094	18.8	90.1			
								Bus69	1.008	0.271	90.3	96.6			
								Bus70	0.850	0.561	88.1	83.5			
								Bus75	0.932	2.765	252.3	31.9			

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
								18BBA20	4.349	4.162	520.7	72.2		
								18BBA40	3.171	1.697	311.0	88.2		
								Bus13	-11.636	-10.289	1343.4	74.9		
12BFA10	0.400	105.164	-4.9	0	0	0.089	0.062	Bus98	-1.118	-0.669	1788.0	85.8		
								Bus113	0.521	0.279	810.7	88.1		
								Bus114	0.508	0.328	830.2	84.1		
12BFA20	0.400	105.654	-3.1	0	0	0.021	0.016	Bus100	-0.196	-0.092	295.8	90.4		
								Bus128	0.174	0.076	259.8	91.7		
12BFA30	0.400	104.304	-4.9	0	0	1.000	0.227	Bus102	-1.000	-0.227	1419.4	97.5		
12BMA10	0.400	103.190	-4.5	0	0	0.349	0.171	Bus96	-0.843	-0.519	1384.5	85.2		
								Bus116	0.494	0.348	844.7	81.8		
18BBA10	6.600	101.076	-3.2	0	0	0	0	Bus60	2.130	0.855	198.6	92.8		
								11BBA10	-3.139	-1.545	302.8	89.7		
								Bus77	1.009	0.690	105.8	82.6		
18BBA20	6.600	101.113	-2.7	0	0	0	0	Bus73	2.131	0.856	198.7	92.8		
								12BBA10	-4.348	-4.161	520.7	72.2		
								Bus79	0.000	0.000	0.0	0.0		
								Bus94	1.281	0.524	119.8	92.5		
								Bus18	0.936	2.781	253.8	31.9		
18BBA30	6.600	100.961	-3.2	0	0	0	0	11BBA10	-2.769	-1.740	283.3	84.7		
								Bus82	0.646	0.430	67.2	83.2		
								Bus84	1.537	0.899	154.2	86.3		
								Bus88	0.586	0.411	62.0	81.9		
18BBA40	6.600	100.990	-2.7	0	0	0	0	12BBA10	-3.167	-1.693	311.0	88.2		
								Bus81	0.828	0.385	79.0	90.7		
								Bus89	0.801	0.409	77.9	89.0		
								Bus90	1.538	0.899	154.3	86.3		
18BFA10	0.400	101.335	-6.0	0	0	0.804	0.525	Bus109	-0.995	-0.610	1662.7	85.3		
								Bus129	0.191	0.085	297.8	91.3		
18BFA30	0.400	103.570	-4.6	0	0	0	0	Bus107	-0.821	-0.348	1242.2	92.1		
								18BFA31	0.821	0.348	1242.2	92.1		
18BFA31	0.400	103.570	-4.6	0	0	1.318	0.669	Bus103	-0.641	-0.404	1056.6	84.6		
								Bus130	0.145	0.083	232.1	86.8		
								18BFA30	-0.821	-0.348	1242.2	92.1		
18BFA32	0.400	100.895	-6.8	0	0	1.513	0.762	Bus104	-1.513	-0.762	2423.8	89.3		
18BFA40	0.400	103.596	-4.5	0	0	0	0	Bus108	-0.582	-0.388	974.6	83.2		
								18BFA41	0.582	0.388	974.6	83.2		
18BFA41	0.400	103.596	-4.5	0	0	1.377	0.762	Bus105	-0.795	-0.374	1224.4	90.5		
								18BFA40	-0.582	-0.388	974.6	83.2		

Para el caso de modo de funcionamiento normal con Combustible Líquido:

Project: Ciclo Combinado_TFM

ETAP
12.5.0C

Page: 1
Date: 29-05-2024

Study Case: LF

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
00BBA10	6.600	100.913	1.3	0	0	0	0	11BBA10	-2.495	-1.477	251.4	86.1		
								Bus39	0.847	0.659	93.0	79.0		
								Bus44	0.000	0.000	0.0	0.0		
								Bus45	0.916	0.444	88.3	90.0		
								Bus46	0.732	0.374	71.2	89.0		
00BFA10	0.400	101.281	-1.1	0	0	0.835	0.596	Bus119	-0.835	-0.596	1462.1	81.4		
00BFA20-	0.400	105.959	1.3	0	0	0	0	Bus121	0.000	0.000	0.0	0.0		
00BMA10	0.400	103.883	-0.3	0	0	0.321	0.144	Bus117	-0.727	-0.347	1119.5	90.2		
								Cable143-	0.000	0.000	0.2	0.0		
								Cable145-	0.000	0.000	0.2	0.0		
								00BMA20	0.406	0.204	631.7	89.4		
								Bus118	0.000	0.000	0.0	0.0		
00BMA20	0.400	103.883	-0.3	0	0	0.406	0.204	00BMA10	-0.406	-0.204	631.7	89.4		
								00BBA10	2.496	1.478	251.4	86.1		
11BBA10	6.600	100.946	1.3	0	0	0	0	00BBA10	2.496	1.478	251.4	86.1		
								Bus54	1.133	0.748	117.6	83.5		
								Bus56	1.250	0.967	136.9	79.1		
								Bus57	0.229	0.232	28.3	70.3		
								Bus59	1.282	0.694	126.3	88.0		
								Bus63	0.559	0.235	52.6	92.2		
								Bus64	0.928	2.756	252.0	31.9		
								18BBA10	3.140	1.545	303.2	89.7		
								18BBA30	3.024	1.784	304.3	86.1		
								Bus5	-14.042	-10.438	1516.2	80.3		
11BFA10	0.400	102.098	-1.1	0	0	0.104	0.074	Bus97	-1.121	-0.674	1848.7	85.7		
								Bus111	0.514	0.276	825.4	88.1		
								Bus112	0.502	0.324	845.4	84.0		
11BFA20	0.400	101.090	-1.2	0	0	1.057	0.793	Bus99	-1.231	-0.869	2151.9	81.7		
								Bus126	0.174	0.076	271.8	91.7		
11BFA30	0.400	104.815	0.9	0	0	0.229	0.228	Bus101	-0.229	-0.228	444.2	70.8		
11BMA10	0.400	102.242	-1.5	0	0	0.658	0.212	Bus95	-1.268	-0.609	1985.4	90.2		
								Bus115	0.492	0.345	848.9	81.9		
								Bus131	0.117	0.051	180.5	91.6		
12BBA10	6.600	100.955	1.8	0	0	0	0	Bus66	1.129	0.737	116.8	83.7		
								Bus68	0.404	0.256	41.5	84.5		
								Bus69	0.229	0.232	28.3	70.3		
								Bus70	0.849	0.561	88.2	83.4		

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus74	0.559	0.235	52.6	92.2	
								Bus75	0.928	2.755	251.9	31.9	
								18BBA20	4.346	4.152	520.8	72.3	
								18BBA40	2.939	1.784	297.9	85.5	
								Bus13	-11.384	-10.712	1354.4	72.8	
12BFA10	0.400	104.962	-0.5	0	0	0.089	0.062	Bus98	-1.117	-0.668	1790.0	85.8	
								Bus113	0.520	0.279	811.6	88.1	
								Bus114	0.508	0.327	831.1	84.1	
12BFA20	0.400	104.632	1.0	0	0	0.228	0.171	Bus100	-0.403	-0.247	651.5	85.3	
								Bus128	0.174	0.076	262.4	91.7	
12BFA30	0.400	104.823	1.3	0	0	0.229	0.228	Bus102	-0.229	-0.228	444.2	70.8	
12BMA10	0.400	102.993	0.0	0	0	0.348	0.171	Bus96	-0.842	-0.519	1385.7	85.1	
								Bus116	0.493	0.347	845.7	81.8	
18BBA10	6.600	100.929	1.3	0	0	0	0	Bus60	2.130	0.855	198.9	92.8	
								11BBA10	-3.139	-1.545	303.2	89.7	
								Bus77	1.009	0.690	105.9	82.6	
18BBA20	6.600	100.929	1.8	0	0	0	0	Bus73	2.132	0.856	199.1	92.8	
								12BBA10	-4.345	-4.151	520.8	72.3	
								Bus79	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus94	1.281	0.524	120.0	92.5	
								Bus18	0.932	2.771	253.4	31.9	
18BBA30	6.600	100.805	1.3	0	0	0	0	11BBA10	-3.021	-1.780	304.3	86.2	
								Bus82	1.484	0.881	149.8	86.0	
								Bus84	1.537	0.899	154.5	86.3	
								Bus88	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BBA40	6.600	100.810	1.7	0	0	0	0	12BBA10	-2.936	-1.780	297.9	85.5	
								Bus81	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus89	1.397	0.880	143.3	84.6	
								Bus90	1.538	0.900	154.6	86.3	
18BFA10	0.400	101.174	-1.6	0	0	0.804	0.524	Bus109	-0.995	-0.610	1664.9	85.3	
								Bus129	0.191	0.085	298.3	91.3	
18BFA30	0.400	105.850	1.7	0	0	0	0	Bus107	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA31	0.400	100.834	-2.2	0	0	1.318	0.669	Bus103	-1.462	-0.752	2353.7	88.9	
								Bus130	0.145	0.083	238.6	86.8	
18BFA32	0.400	100.722	-2.3	0	0	1.513	0.762	Bus104	-1.513	-0.762	2427.9	89.3	
18BFA40	0.400	105.845	1.3	0	0	0	0	Bus108	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA41	0.400	100.887	-1.5	0	0	1.377	0.762	Bus105	-1.377	-0.762	2251.9	87.5	
18BFA42-	0.400	100.725	-1.8	0	0	1.515	0.762	Bus106	-1.515	-0.762	2430.0	89.3	

Para el caso de modo de funcionamiento normal con Combustible Líquido+Arranque:

Project: Ciclo Combinado_TFM

ETAP
12.5.0C

Page: 1
Date: 30-06-2024

Study Case: LF

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR								
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap								
00BBA10	6.600	100.624	-0.2	0	0	0	0	11BBA10	-2.486	-1.472	251.2	86.0									
								Bus39	0.846	0.658	93.2	78.9									
								Bus44	0.000	0.000	0.0	0.0									
								Bus45	0.911	0.441	88.0	90.0									
								Bus46	0.729	0.373	71.2	89.0									
00BFA10	0.400	100.971	-2.6	0	0	0.834	0.594	Bus119	-0.834	-0.594	1463.9	81.4									
00BFA20-	0.400	105.656	-0.2	0	0	0	0	Bus121	0.000	0.000	0.0	0.0									
00BMA10	0.400	103.579	-1.8	0	0	0.320	0.143	Bus117	-0.725	-0.346	1119.2	90.2									
								Cable143-	0.000	0.000	0.2	0.0									
								Cable145-	0.000	0.000	0.2	0.0									
								00BMA20	0.405	0.203	631.7	89.4									
								00BMA20	0.400	103.579	-1.8	0	0	0.405	0.203	Bus118	0.000	0.000	0.0	0.0	
00BMA10	0.400	103.579	-1.8	0	0	0.405	0.203	00BMA10	-0.405	-0.203	631.7	89.4									
								11BBA10	6.600	100.657	-0.2	0	0	0	0	00BBA10	2.487	1.473	251.2	86.0	
								Bus54	1.132	0.747	117.9	83.5									
								Bus56	1.248	0.967	137.2	79.1									
								Bus57	0.229	0.232	28.3	70.3									
11BBA10	6.600	100.657	-0.2	0	0	0	0	Bus59	1.280	0.693	126.5	87.9									
								Bus63	0.559	0.235	52.7	92.2									
								Bus64	0.922	2.740	251.3	31.9									
								18BBA10	3.139	1.545	304.1	89.7									
								18BBA30	3.025	1.786	305.3	86.1									
11BFA10	0.400	101.786	-2.6	0	0	0.104	0.074	Bus133	6.159	3.201	603.3	88.7									
								Bus5	-20.181	-13.619	2115.8	82.9									
								Bus97	-1.119	-0.673	1852.1	85.7									
								Bus111	0.514	0.276	826.9	88.1									
								Bus112	0.502	0.324	847.0	84.0									
11BFA20	0.400	100.777	-2.7	0	0	1.055	0.792	Bus99	-1.230	-0.868	2156.1	81.7									
								Bus126	0.174	0.076	272.7	91.7									
11BFA30	0.400	104.510	-0.6	0	0	0.228	0.227	Bus101	-0.228	-0.227	444.8	70.8									
11BMA10	0.400	101.931	-3.0	0	0	0.656	0.212	Bus95	-1.265	-0.608	1987.7	90.1									
								Bus115	0.492	0.345	850.5	81.9									
								Bus131	0.117	0.051	181.1	91.6									
12BBA10	6.600	101.811	2.7	0	0	0	0	Bus66	1.121	0.734	115.1	83.6									
								Bus68	0.405	0.256	41.2	84.5									
								Bus69	0.231	0.233	28.2	70.3									

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus70	0.854	0.562	87.8	83.5	
								Bus74	0.559	0.235	52.1	92.2	
								Bus75	0.944	2.802	254.0	31.9	
								18BBA20	2.230	3.343	345.3	55.5	
								18BBA40	1.539	0.898	153.1	86.4	
								Bus13	-7.883	-9.063	1032.0	65.6	
12BFA10	0.400	103.100	0.4	0	0	0.088	0.062	Bus98	-1.109	-0.664	1809.1	85.8	
								Bus113	0.516	0.277	820.3	88.1	
								Bus114	0.504	0.325	840.0	84.0	
12BFA20	0.400	105.538	1.9	0	0	0.229	0.172	Bus100	-0.404	-0.248	647.7	85.2	
								Bus128	0.174	0.076	260.1	91.7	
12BFA30	0.400	105.726	2.3	0	0	0.230	0.229	Bus102	-0.230	-0.229	442.7	70.9	
12BMA10	0.400	103.909	0.9	0	0	0.352	0.171	Bus96	-0.847	-0.520	1380.3	85.2	
								Bus116	0.495	0.349	841.2	81.8	
18BBA10	6.600	100.640	-0.2	0	0	0	0	Bus60	2.130	0.855	199.5	92.8	
								11BBA10	-3.139	-1.545	304.1	89.7	
								Bus77	1.009	0.690	106.2	82.5	
18BBA20	6.600	101.794	2.7	0	0	0	0	12BBA10	-2.229	-3.343	345.3	55.5	
								Bus79	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus94	1.281	0.524	119.0	92.5	
								Bus18	0.948	2.818	255.5	31.9	
18BBA30	6.600	100.516	-0.2	0	0	0	0	11BBA10	-3.021	-1.782	305.3	86.1	
								Bus82	1.485	0.882	150.3	86.0	
								Bus84	1.537	0.900	155.0	86.3	
								Bus88	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BBA40	6.600	101.736	2.7	0	0	0	0	12BBA10	-1.538	-0.897	153.1	86.4	
								Bus81	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus89	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus90	1.538	0.897	153.1	86.4	
18BFA10	0.400	100.858	-3.1	0	0	0.804	0.524	Bus109	-0.995	-0.609	1669.3	85.3	
								Bus129	0.191	0.085	299.3	91.3	
18BFA30	0.400	106.823	2.7	0	0	0	0	Bus107	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA31	0.400	100.513	-3.7	0	0	1.318	0.669	Bus103	-1.462	-0.752	2361.3	88.9	
								Bus130	0.145	0.083	239.4	86.8	
18BFA32	0.400	100.401	-3.8	0	0	1.513	0.762	Bus104	-1.513	-0.762	2435.7	89.3	
18BFA40	0.400	105.542	-0.2	0	0	0	0	Bus108	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA41	0.400	106.823	2.7	0	0	0	0	Bus105	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA42	0.400	101.754	-0.9	0	0	1.515	0.762	Bus106	-1.515	-0.762	2405.5	89.3	

Para el caso de Arranque del Motor, antes del arranque:

Project: Ciclo Combinado_TFM ETAP Page: 1
12.5.0C Date: 30-05-2024
Study Case: MS-MV

LOAD FLOW REPORT @ T = 0.000-

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
00BBA10	6.600	100.627	-5.3	0	0	0	0	11BBA10	-2.376	-1.400	239.7	86.2	
								Bus39	0.846	0.658	93.2	78.9	
								Bus44	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus45	0.911	0.441	88.0	90.0	
								Bus46	0.619	0.301	59.8	90.0	
00BFA10	0.400	100.974	-7.7	0	0	0.834	0.594	Bus119	-0.834	-0.594	1463.9	81.4	
00BFA20-	0.400	105.659	-5.3	0	0	0	0	Bus121	0.000	0.000	0.0	0.0	
00BMA10	0.400	103.961	-6.7	0	0	0.271	0.108	Bus117	-0.616	-0.281	940.2	91.0	
								Cable143-	0.000	0.000	0.2	0.0	
								Cable145-	0.000	0.000	0.2	0.0	
								00BMA20	0.345	0.174	535.8	89.3	
								00BMA10	-0.345	-0.174	535.8	89.3	
00BMA20	0.400	103.961	-6.7	0	0	0.345	0.174	00BMA10	-0.345	-0.174	535.8	89.3	
11BBA10	6.600	100.659	-5.3	0	0	0	0	00BBA10	2.377	1.400	239.7	86.2	
								Bus54	2.239	1.620	240.2	81.0	
								Bus56	1.474	1.171	163.7	78.3	
								Bus57	1.951	0.619	177.9	95.3	
								Bus59	2.274	1.491	236.3	83.6	
								Bus63	0.559	0.235	52.7	92.2	
								Bus64	0.922	2.740	251.3	31.9	
								18BBA10	5.704	5.038	661.4	75.0	
								18BBA30	5.971	3.580	605.0	85.8	
								Bus5	-24.954	-20.868	2827.0	76.7	
								12BBA10	1.482	2.973	288.7	44.6	
11BFA10	0.400	97.545	-10.2	0	0	0.102	0.072	Bus97	-2.186	-1.313	3774.0	85.7	
								Bus111	0.506	0.272	849.2	88.1	
								Bus112	0.494	0.319	869.8	84.0	
								12BFA10	1.085	0.650	1872.1	85.8	
11BFA20	0.400	99.785	-8.3	0	0	1.051	0.789	Bus99	-1.448	-1.031	2571.8	81.5	
								12BFA20	0.397	0.243	673.4	85.3	
11BFA30	0.400	101.763	-9.8	0	0	0.960	0.224	Bus101	-1.919	-0.448	2795.4	97.4	
								12BFA30	0.960	0.224	1397.7	97.4	
11BMA10	0.400	98.078	-10.3	0	0	0.630	0.212	Bus95	-2.223	-1.194	3712.9	88.1	
								Bus115	0.485	0.340	871.2	81.9	
								Bus123	0.175	0.078	281.7	91.3	
								Bus131	0.118	0.051	188.7	91.7	
								12BMA10	0.816	0.513	1418.0	84.7	
12BBA10	6.600	100.659	-5.3	0	0	0	0	Bus66	0.000	0.000	0.0	0.0	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
								Bus68	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus69	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus70	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus74	0.559	0.235	52.7	92.2	
								Bus75	0.923	2.739	251.1	31.9	
								11BBA10	-1.482	-2.973	288.7	44.6	
12BFA10	0.400	97.545	-10.2	0	0	0.086	0.061	Bus113	0.505	0.271	848.9	88.1	
								Bus114	0.494	0.319	869.4	84.0	
								11BFA10	-1.085	-0.650	1872.1	85.8	
12BFA20	0.400	99.785	-8.3	0	0	0.223	0.167	Bus128	0.175	0.076	275.4	91.7	
								11BFA20	-0.397	-0.243	673.4	85.3	
12BFA30	0.400	101.763	-9.8	0	0	0.960	0.224	11BFA30	-0.960	-0.224	1397.7	97.4	
12BMA10	0.400	98.078	-10.3	0	0	0.332	0.171	Bus116	0.484	0.341	871.9	81.7	
								11BMA10	-0.816	-0.513	1418.0	84.7	
18BBA10	6.600	100.617	-5.3	0	0	0	0	Bus60	0.000	0.000	0.0	0.0	
								11BBA10	-5.702	-5.036	661.4	75.0	
								Bus77	1.363	0.901	142.1	83.4	
								18BBA20	4.339	4.134	521.1	72.4	
18BBA20	6.600	100.617	-5.3	0	0	0	0	Bus73	2.132	0.856	199.7	92.8	
								Bus79	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus94	1.281	0.524	120.4	92.5	
								Bus18	0.926	2.754	252.6	31.9	
								18BBA10	-4.339	-4.134	521.1	72.4	
18BBA30	6.600	100.377	-5.4	0	0	0	0	11BBA10	-5.958	-3.565	605.0	85.8	
								Bus82	1.485	0.882	150.5	86.0	
								Bus84	1.537	0.901	155.2	86.3	
								Bus88	0.000	0.000	0.0	0.0	
								18BBA40	2.936	1.782	299.3	85.5	
18BBA40	6.600	100.377	-5.4	0	0	0	0	Bus81	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus89	1.398	0.881	144.0	84.6	
								Bus90	1.539	0.901	155.4	86.3	
								18BBA30	-2.936	-1.782	299.3	85.5	
18BFA10	0.400	99.384	-9.3	0	0	1.147	0.672	Bus109	-1.338	-0.757	2232.4	87.0	
								Bus129	0.191	0.085	303.9	91.3	
18BFA30	0.400	105.396	-5.4	0	0	0	0	Bus107	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA31	0.400	100.359	-8.9	0	0	1.318	0.669	Bus103	-1.462	-0.752	2364.9	88.9	
								Bus130	0.145	0.083	239.8	86.8	
18BFA32	0.400	100.247	-9.0	0	0	1.513	0.762	Bus104	-1.513	-0.762	2439.4	89.3	
18BFA40	0.400	105.396	-5.4	0	0	0	0	Bus108	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA41	0.400	100.408	-8.6	0	0	1.377	0.762	Bus105	-1.377	-0.762	2262.7	87.5	
18BFA42-	0.400	100.245	-9.0	0	0	1.515	0.762	Bus106	-1.515	-0.762	2441.7	89.3	

Para el caso de Arranque del Motor, después del arranque:

Project: Ciclo Combinado_TFM

ETAP
12.5.0C

Page: 2

Date: 30-05-2024

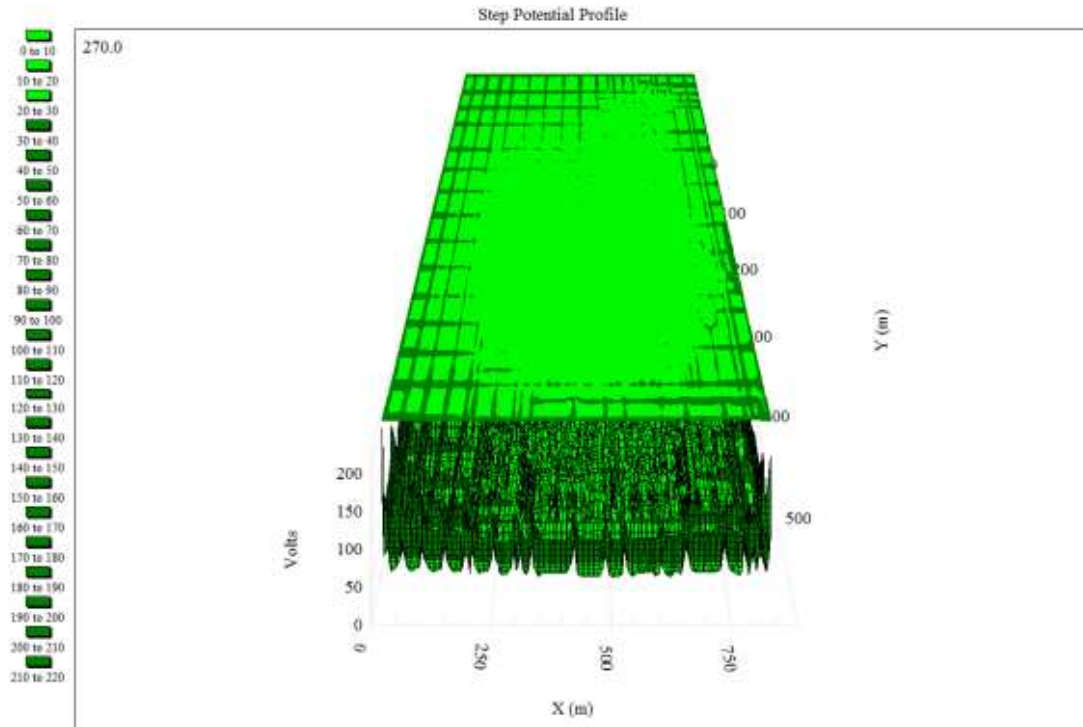
Study Case: MS-MV

LOAD FLOW REPORT @ T = 0.500+

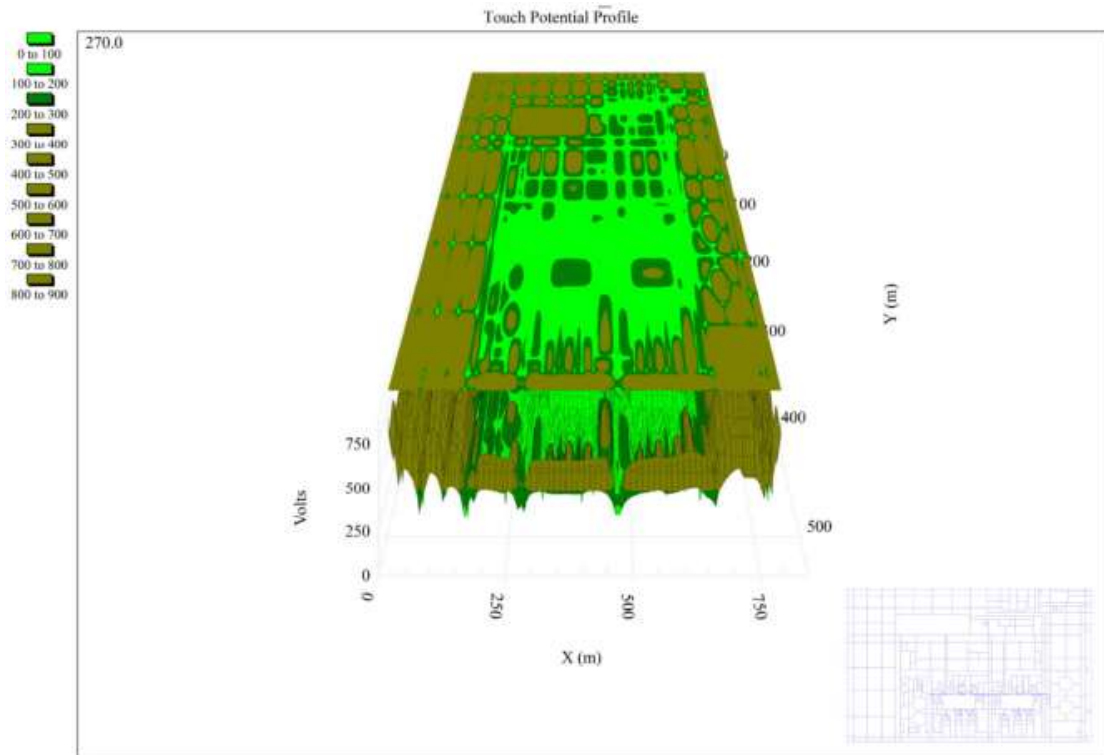
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
00BBA10	6.600	94.048	-5.8	0	0	0	0	11BBA10	2.178	-1.303	236.0	85.8	
								Bus39	0.812	0.637	96.0	78.7	
								Bus44	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus45	0.796	0.386	82.3	90.0	
								Bus46	0.569	0.280	59.0	89.7	
00BFA10	0.400	93.911	-8.4	0	0	0.800	0.570	Bus119	-0.800	-0.570	1509.4	81.4	
00BFA20-	0.400	98.750	-5.8	0	0	0	0	Bus121	0.000	0.000	0.0	0.0	
00BMA10	0.400	97.063	-7.2	0	0	0.247	0.099	Bus117	-0.566	-0.262	927.4	90.8	
								Cable143-	0.000	0.000	0.2	0.0	
								Cable145-	0.000	0.000	0.2	0.0	
								00BMA20	0.320	0.163	533.3	89.1	
00BMA20	0.400	97.063	-7.2	0	0	0.320	0.163	00BMA10	-0.320	-0.163	533.3	89.1	
11BBA10	6.600	94.079	-5.8	0	0	0	0	00BBA10	2.178	1.304	236.0	85.8	
								Bus54	2.186	1.621	253.1	80.3	
								Bus56	1.439	1.157	171.7	77.9	
								Bus57	1.738	0.590	170.7	94.7	
								Bus59	2.183	1.499	246.2	82.4	
								Bus63	0.559	0.235	56.4	92.2	
								Bus64	0.806	2.394	234.8	31.9	
								18BBA10	7.187	17.242	1736.9	38.5	
								18BBA30	5.989	3.670	653.1	85.3	
								Bus5	-25.629	-32.338	3836.7	62.1	
								12BBA10	1.365	2.627	275.3	46.1	
11BFA10	0.400	90.139	-11.3	0	0	0.099	0.070	Bus97	-2.128	-1.281	3976.9	85.7	
								Bus111	0.492	0.265	895.1	88.0	
								Bus112	0.481	0.311	916.8	83.9	
								12BFA10	1.056	0.634	1972.7	85.7	
11BFA20	0.400	92.573	-9.2	0	0	1.020	0.765	Bus99	-1.410	-1.002	2697.4	81.5	
								12BFA20	0.390	0.237	711.3	85.4	
11BFA30	0.400	94.866	-10.3	0	0	0.854	0.216	Bus101	-1.709	-0.432	2681.8	96.9	
								12BFA30	0.854	0.216	1340.9	96.9	
11BMA10	0.400	90.693	-11.3	0	0	0.583	0.210	Bus95	-2.127	-1.176	3868.6	87.5	
								Bus115	0.472	0.331	917.8	81.8	
								Bus123	0.175	0.079	305.6	91.2	
								Bus131	0.118	0.051	205.2	91.7	
								12BMA10	0.779	0.504	1477.4	84.0	
12BBA10	6.600	94.079	-5.8	0	0	0	0	Bus66	0.000	0.000	0.0	0.0	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
								Bus68	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus69	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus70	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus74	0.559	0.235	56.4	92.2	
								Bus75	0.806	2.392	234.7	31.9	
								11BBA10	-1.365	-2.627	275.3	46.1	
12BFA10	0.400	90.139	-11.3	0	0	0.084	0.059	Bus113	0.492	0.265	894.6	88.1	
								Bus114	0.480	0.311	916.2	84.0	
								11BFA10	-1.056	-0.634	1972.7	85.7	
12BFA20	0.400	92.573	-9.2	0	0	0.215	0.161	Bus128	0.175	0.076	297.5	91.6	
								11BFA20	-0.390	-0.237	711.3	85.4	
12BFA30	0.400	94.866	-10.3	0	0	0.854	0.216	11BFA30	-0.854	-0.216	1340.9	96.9	
12BMA10	0.400	90.693	-11.3	0	0	0.308	0.171	Bus116	0.472	0.333	918.7	81.7	
								11BMA10	-0.779	-0.504	1477.4	84.0	
18BBA10	6.600	93.975	-5.8	0	0	0	0	Bus60	1.593	12.528	1175.5	12.6	
								11BBA10	-7.173	-17.226	1736.9	38.4	
								Bus77	1.357	0.915	152.3	82.9	
								18BBA20	4.222	3.784	527.7	74.5	
18BBA20	6.600	93.975	-5.8	0	0	0	0	Bus73	2.132	0.857	213.9	92.8	
								Bus79	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus94	1.282	0.525	128.9	92.5	
								Bus18	0.808	2.402	235.9	31.9	
								18BBA10	-4.222	-3.784	527.7	74.5	
18BBA30	6.600	93.775	-5.9	0	0	0	0	11BBA10	-5.973	-3.652	653.1	85.3	
								Bus82	1.489	0.904	162.5	85.5	
								Bus84	1.541	0.923	167.6	85.8	
								Bus88	0.000	0.000	0.0	0.0	
								18BBA40	2.943	1.825	323.1	85.0	
18BBA40	6.600	93.775	-5.9	0	0	0	0	Bus81	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus89	1.401	0.901	155.4	84.1	
								Bus90	1.543	0.924	167.7	85.8	
								18BBA30	-2.943	-1.825	323.1	85.0	
18BFA10	0.400	91.930	-10.4	0	0	1.137	0.663	Bus109	-1.328	-0.749	2394.0	87.1	
								Bus129	0.192	0.086	329.6	91.2	
18BFA30	0.400	98.463	-5.9	0	0	0	0	Bus107	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA31	0.400	92.992	-9.9	0	0	1.318	0.669	Bus103	-1.463	-0.753	2553.1	88.9	
								Bus130	0.145	0.083	259.6	86.8	
18BFA32	0.400	92.869	-10.0	0	0	1.513	0.762	Bus104	-1.513	-0.762	2633.2	89.3	
18BFA40	0.400	98.463	-5.9	0	0	0	0	Bus108	0.000	0.000	0.0	0.0	
18BFA41	0.400	93.052	-9.6	0	0	1.377	0.762	Bus105	-1.377	-0.762	2441.5	87.5	
18BFA42-	0.400	92.867	-10.1	0	0	1.515	0.762	Bus106	-1.515	-0.762	2635.7	89.3	

- **Resultados de la distribución de la Tensión de Paso**



- **Resultados de la distribución de la Tensión de Contacto**



- **Resultados de los Factores de Corrección**

Instalación en bandejas aéreas de cables:

Fact. Correcc	Descripción	Valor	Notas
k₁	Factor de corrección de latemperatura ambiente	0,82	Valor según la tabla B.10 de IEC 60502-2 (50°C)
k₂	Factor de corrección para la agrupación	-	-
k_{2a1}	Cables multiconductores (una capa, espaciados)	0,87	Valor según la tabla B.22 de IEC 60502-2 (caso de seis cables por bandeja y cinco bandejas)
k_{2b1}	Cables unipolares (formación de trébol, espaciado)	0,84	Valor según la tabla B.23 de IEC 60502-2 (caso de tres circuitos por bandeja y cinco bandejas)
k₃	Factor de corrección para cable expuestos a la luz solar directa	1	Las bandejas de cables exteriores estarán provistas de cubiertas que eviten su exposición directa a la luz solar

Instalación en cables directamente enterrados:

Fact. Correcc	Descripción	Valor	Notas
k₁	Factor de corrección de latemperatura del suelo	1	Valor según la tabla B.11 de IEC 60502-2 (20°C)
k₂	Factor de corrección para conductos adyacentes	-	-
k_{2a}	Cables multifilares	0,417	Valor según la tabla 13-9 de IEEE 399-1997 [caso de banco de conductos 5x4 y sección transversal de cable de 95 mm ²].

k2b	Cables unipolares	0,392	Valor según la tabla 13-9 de IEEE 399-1997 [caso de banco de conductos 5x4 y sección transversal de cable de 400 mm ²].
k ₃	Factor de corrección de la resistividad térmica del suelo	-	-
k3a	Cables multifilares	1	Valor según la tabla B.17 de IEC60502-2 (1,5 K m/W)
k3b	Cables unipolares	1	Valor según la tabla B.15 de IEC60502-2 (1,5 K m/W)
k ₄	Factor de corrección para la instalación	-	-
	profundidad		
k4a	Cables multifilares	0,93	Valores según la tabla B.12 de la norma IEC 60502-2. Profundidad media de instalación: 2 m.
k4b	Cables unipolares	0,90	

Instalación en bandejas de cables de zanjas enterradas:

Fact. Correcc	Descripción	Valor	Notas
k ₁	Factor de corrección de la temperatura ambiente	0,82	Valor según la tabla B.10 de IEC 60502-2 (50°C)
k ₂	Factor de corrección para la agrupación	-	-
k2a1	Cables multiconductores (una capa, espaciados)	0,75	Valor según la tabla B.22 de IEC 60502-2 (caso de seis cables por bandeja y nueve bandejas)
k2b1	Cables unipolares (formación de trébol)	0,72	Valor según la tabla B.23 de IEC 60502-2 (caso de tres circuitos por bandeja y nueve bandejas)

Instalación en cables aéreos:

Fact. Correcc	Descripción	Valor	Notas
k₁	Factor de corrección de latemperatura ambiente	0,82	Valor según la tabla B.11 de IEC 60502-2 (50°C)
k₂	Factor de corrección paraconductos adyacentes	-	-
k_{2a}	Cables multinúcleo	0,894	Valor según la tabla 13-9 de IEEE399-1997 [caso de conducto 2x1 banco y cruce de cables de 95 mm ²
k_{2b}	Cables unipolares	0,780	Valor según la tabla 13-9 de IEEE 399-1997 [caso de banco de conductos 4x1 y sección transversal de cable de 400 mm ²].

- Resultados del dimensionamiento de cables:

CORRESPONDING LOAD						
KKS (TAG)	DESCRIPTION	VOLTAGE SYSTEM		RATED CURRENT	c.f.	CIRCUIT
00BBA10-5-01R1 00BBA10-5-01S1 00BBA10-5-01T1 00BBA10-5-01R2 00BBA10-5-01S2 00BBA10-5-01T2 00BBA10-5-01R3 00BBA10-5-01S3 00BBA10-5-01T3 00BBA10-5-01R4 00BBA10-5-01S4 00BBA10-5-01T4 00BBA10-5-01R5 00BBA10-5-01S5 00BBA10-5-01T5	CONEXIÓN A 00BBA10	6600	AC	2500,00	0,738	5 x [3 x (1x300)]
00BBA10-5-02R1 00BBA10-5-02S1 00BBA10-5-02T1 00BBA10-5-02R2 00BBA10-5-02S2 00BBA10-5-02T2 00BBA10-5-02R3 00BBA10-5-02S3 00BBA10-5-02T3 00BBA10-5-02R4 00BBA10-5-02S4 00BBA10-5-02T4 00BBA10-5-02R5 00BBA10-5-02S5 00BBA10-5-02T5	CONEXIÓN A 00BBA10	6600	AC	2500,00	0,738	5 x [3 x (1x300)]
00BBA20-5-01R1 00BBA20-5-01S1 00BBA20-5-01T1 00BBA20-5-01R2 00BBA20-5-01S2 00BBA20-5-01T2 00BBA20-5-01R3 00BBA20-5-01S3 00BBA20-5-01T3 00BBA20-5-01R4 00BBA20-5-01S4 00BBA20-5-01T4 00BBA20-5-01R5 00BBA20-5-01S5 00BBA20-5-01T5	CONEXIÓN A 00BBA20	6600	AC	2500,00	0,738	5 x [3 x (1x300)]
00BBA20-5-02R1 00BBA20-5-02S1 00BBA20-5-02T1 00BBA20-5-02R2 00BBA20-5-02S2 00BBA20-5-02T2 00BBA20-5-02R3 00BBA20-5-02S3 00BBA20-5-02T3 00BBA20-5-02R4 00BBA20-5-02S4 00BBA20-5-02T4 00BBA20-5-02R5 00BBA20-5-02S5 00BBA20-5-02T5	CONEXIÓN A 00BBA10	6600	AC	2500,00	0,738	5 x [3 x (1x300)]
00BD_10-5-01R1 00BD_10-5-01S1 00BD_10-5-01T1 00BD_10-5-01R2 00BD_10-5-01S2 00BD_10-5-01T2	GES TRAMO 1	6600	AC	565,24	0,632	2 x [3 x (1x240)]

00BD_20-5-01R1 00BD_20-5-01S1 00BD_20-5-01T1 00BD_20-5-01R2 00BD_20-5-01S2 00BD_20-5-01T2	GES TRAMO 2	6600	AC	565,24	0,632	2 x [3 x (1x240)]
00BD_30-5-01R1 00BD_30-5-01S1 00BD_30-5-01T1 00BD_30-5-01R2 00BD_30-5-01S2 00BD_30-5-01T2	ARRANQUE NEGRO GES TRAMO 1	6600	AC	565,24	0,632	2 x [3 x (1x240)]
00BFT11-5-01R1 00BFT11-5-01S1 00BFT11-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 00BFT11	6600	AC	139,96	0,632	3 x (1x185)
00BFT12-5-01R1 00BFT12-5-01S1 00BFT12-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 00BFT12	6600	AC	139,96	0,632	3 x (1x185)
00BFT21-5-01R1 00BFT21-5-01S1 00BFT21-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 00BFT21	6600	AC	174,95	0,632	3 x (1x185)
00BFT22-5-01R1 00BFT22-5-01S1 00BFT22-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 00BFT22	6600	AC	174,95	0,632	3 x (1x185)
00BLT10-5-01R1 00BLT10-5-01S1 00BLT10-5-01T1	TRANSFORMADOR DE ILUMINACIÓN 00BLT10	6600	AC	109,35	0,738	3 x (1x185)
00BLT20-5-01R1 00BLT20-5-01S1 00BLT20-5-01T1	TRANSFORMADOR DE ILUMINACIÓN 00BLT20	6600	AC	109,35	0,738	3 x (1x185)
00BMT10-5-01R1 00BMT10-5-01S1 00BMT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 00BMT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
00BMT20-5-01R1 00BMT20-5-01S1 00BMT20-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 00BMT20	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
00SGA10-5-02R1 00SGA10-5-02S1 00SGA10-5-02T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -1	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
00SGA10-5-01R1 00SGA10-5-01S1 00SGA10-5-01T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -1 PANEL DE CONTROL	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
00SGA11-5-02R1 00SGA11-5-02S1 00SGA11-5-02T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -2	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
00SGA11-5-01R1 00SGA11-5-01S1 00SGA11-5-01T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -2 PANEL DE CONTROL	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
00SGA12-5-02R1 00SGA12-5-02S1 00SGA12-5-02T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -3	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
00SGA12-5-01R1 00SGA12-5-01S1 00SGA12-5-01T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -3 PANEL DE CONTROL	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
00SGA13-5-02R1 00SGA13-5-02S1 00SGA13-5-02T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -4	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
00SGA13-5-01R1 00SGA13-5-01S1 00SGA13-5-01T1	BOMBA ELÉCTRICA CONTRA INCENDIOS -4 PANEL DE CONTROL	6600	AC	76,70	0,632	3 x (1x150)
11BFT10-5-01R1 11BFT10-5-01S1 11BFT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 11BFT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
11BFT20-5-01R1 11BFT20-5-01S1 11BFT20-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 11BFT20	6600	AC	218,70	0,738	3 x (1x185)
11BFT30-5-01R1 11BFT30-5-01S1 11BFT30-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 11BFT30	6600	AC	275,55	0,738	3 x (1x185)
11BMT10-5-01R1 11BMT10-5-01S1 11BMT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 11BMT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
11BPA10-5-01C1 11BPA10-5-01C2 11BPA10-5-01C3 11BPA10-5-01C4 11BPA10-5-01C5	INVERSOR LCI DEL REACTOR DE ENLACE A CC TG 11 (CARRERA D)	2080	DC	2213,00	0,738	5 x (1x240)

11BPA10-5-02R1 11BPA10-5-02S1 11BPA10-5-02T1 11BPA10-5-02R2 11BPA10-5-02S2 11BPA10-5-02T2 11BPA10-5-02R3 11BPA10-5-02S3 11BPA10-5-02T3 11BPA10-5-02R4 11BPA10-5-02S4 11BPA10-5-02T4	DEVANADO SECUNDARIO 1 DEL TRANSF. DE AISLAMIENTO TG 11 (TRIÁNGULO, CARRERA F)	2080	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
11BPA10-5-03R1 11BPA10-5-03S1 11BPA10-5-03T1 11BPA10-5-03R2 11BPA10-5-03S2 11BPA10-5-03T2 11BPA10-5-03R3 11BPA10-5-03S3 11BPA10-5-03T3 11BPA10-5-03R4 11BPA10-5-03S4 11BPA10-5-03T4	DEVANADO SECUNDARIO 2 DEL TRANSF. DE AISLAMIENTO TG 11 (ARRANQUE, CARRERA F)	2080	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
11BPA10-5-04R1 11BPA10-5-04S1 11BPA10-5-04T1 11BPA10-5-04R2 11BPA10-5-04S2 11BPA10-5-04T2 11BPA10-5-04R3 11BPA10-5-04S3 11BPA10-5-04T3 11BPA10-5-04R4 11BPA10-5-04S4 11BPA10-5-04T4	FUSIBLE DEL LCI 89MD-1 DEL REACTOR DE LÍNEA A CA TG 11 (CARRERA B)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
11BPA10-5-05R1 11BPA10-5-05S1 11BPA10-5-05T1 11BPA10-5-05R2 11BPA10-5-05S2 11BPA10-5-05T2 11BPA10-5-05R3 11BPA10-5-05S3 11BPA10-5-05T3 11BPA10-5-05R4 11BPA10-5-05S4 11BPA10-5-05T4	INTERRUPTOR DE DESACOPLOMIENTO 89SS-1 TG 11 (CARRERA A)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
11BPA10-5-06R1 11BPA10-5-06S1 11BPA10-5-06T1 11BPA10-5-06R2 11BPA10-5-06S2 11BPA10-5-06T2 11BPA10-5-06R3 11BPA10-5-06S3 11BPA10-5-06T3 11BPA10-5-06R4 11BPA10-5-06S4 11BPA10-5-06T4	REACTOR DE LÍNEA A CA TG 11 (CARRERA C)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
11BPA10-5-07A1 11BPA10-5-07A2 11BPA10-5-07A3 11BPA10-5-07A4 11BPA10-5-07A5	REACTOR DE ENLACE A CC TG 11 (CARRERA E)	2080	DC	2213,00	0,738	5 x (1x240)
11BPT10-5-01R1 11BPT10-5-01S1 11BPT10-5-01T1 11BPT10-5-01R2 11BPT10-5-01S2 11BPT10-5-01T2 11BPT10-5-01R3 11BPT10-5-01S3 11BPT10-5-01T3	TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO TG 11	6600	AC	1087,25	0,738	3 x [3 x (1x185)]
11LAC21-5-01R1 11LAC21-5-01S1 11LAC21-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 1 GVRC 11	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)

11LAC22-5-01R1 11LAC22-5-01S1 11LAC22-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 2 GVRC 11	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)
11MBT20-5-01R1 11MBT20-5-01S1 11MBT20-5-01T1	COMPRESOR DE AIRE DE ATOMIZACIÓN TG 11	6600	AC	53,38	0,738	3 x (1x150)
11MKA10-5-01A1 11MKA10-5-01C1 11MKA10-5-01A2 11MKA10-5-01C2 11MKA10-5-01A3 11MKA10-5-01C3 11MKA10-5-01A4 11MKA10-5-01C4	EXCITACIÓN AL CAMPO DEL GENERADOR TG 11	576	DC	1736,11	0,738	4 x [2 x (1x240)]
11MKC10-5-01R1 11MKC10-5-01S1 11MKC10-5-01T1 11MKC10-5-01R2 11MKC10-5-01S2 11MKC10-5-01T2 11MKC10-5-01R3 11MKC10-5-01S3 11MKC10-5-01T3	EXCITADOR EX2100 TG 11 DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN	1200	AC	1587,71	0,738	3 x [3 x (1x300)]
11MKC10-5-02R1 11MKC10-5-02S1 11MKC10-5-02T1	TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN TG 11	6600	AC	288,68	0,738	3 x (1x185)
12BFT10-5-01R1 12BFT10-5-01S1 12BFT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 12BFT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
12BFT20-5-01R1 12BFT20-5-01S1 12BFT20-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 12BFT20	6600	AC	218,70	0,738	3 x (1x185)
12BFT30-5-01R1 12BFT30-5-01S1 12BFT30-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 12BFT30	6600	AC	275,55	0,738	3 x (1x185)
12BMT10-5-01R1 12BMT10-5-01S1 12BMT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 12BMT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
12BPA10-5-01C1 12BPA10-5-01C2 12BPA10-5-01C3 12BPA10-5-01C4 12BPA10-5-01C5	INVERSOR LCI DEL REACTOR DE ENLACE A CC TG 11 (CARRERA D)	2080	DC	2213,00	0,738	5 x (1x240)
12BPA10-5-02R1 12BPA10-5-02S1 12BPA10-5-02T1 12BPA10-5-02R2 12BPA10-5-02S2 12BPA10-5-02T2 12BPA10-5-02R3 12BPA10-5-02S3 12BPA10-5-02T3 12BPA10-5-02R4 12BPA10-5-02S4 12BPA10-5-02T4	DEVANADO SECUNDARIO 1 DEL TRANSF. DE AISLAMIENTO TG 12 (TRIÁNGULO, CARRERA F)	2080	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
12BPA10-5-03R1 12BPA10-5-03S1 12BPA10-5-03T1 12BPA10-5-03R2 12BPA10-5-03S2 12BPA10-5-03T2 12BPA10-5-03R3 12BPA10-5-03S3 12BPA10-5-03T3 12BPA10-5-03R4 12BPA10-5-03S4 12BPA10-5-03T4	DEVANADO SECUNDARIO 2 DEL TRANSF. DE AISLAMIENTO TG 12 (ARRANQUE, CARRERA F)	2080	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
12BPA10-5-04R1 12BPA10-5-04S1 12BPA10-5-04T1 12BPA10-5-04R2 12BPA10-5-04S2 12BPA10-5-04T2 12BPA10-5-04R3 12BPA10-5-04S3 12BPA10-5-04T3 12BPA10-5-04R4 12BPA10-5-04S4 12BPA10-5-04T4	FUSIBLE DEL LCI 89MD-2 DEL REACTOR DE LÍNEA A CA TG 12 (CARRERA B)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]

12BPA10-5-05R1 12BPA10-5-05S1 12BPA10-5-05T1 12BPA10-5-05R2 12BPA10-5-05S2 12BPA10-5-05T2 12BPA10-5-05R3 12BPA10-5-05S3 12BPA10-5-05T3 12BPA10-5-05R4 12BPA10-5-05S4 12BPA10-5-05T4	LCI TG 12 INTERCONEXIÓN LCI TG 11	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
12BPA10-5-06R1 12BPA10-5-06S1 12BPA10-5-06T1 12BPA10-5-06R2 12BPA10-5-06S2 12BPA10-5-06T2 12BPA10-5-06R3 12BPA10-5-06S3 12BPA10-5-06T3 12BPA10-5-06R4 12BPA10-5-06S4 12BPA10-5-06T4	LCI TG 12 INTERCONEXIÓN LCI TG 21	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
12BPA10-5-07R1 12BPA10-5-07S1 12BPA10-5-07T1 12BPA10-5-07R2 12BPA10-5-07S2 12BPA10-5-07T2 12BPA10-5-07R3 12BPA10-5-07S3 12BPA10-5-07T3 12BPA10-5-07R4 12BPA10-5-07S4 12BPA10-5-07T4	INTERRUPTOR DE DESACOPLOMIENTO 89SS-2 TG 12 (CARRERA A)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
12BPA10-5-08R1 12BPA10-5-08S1 12BPA10-5-08T1 12BPA10-5-08R2 12BPA10-5-08S2 12BPA10-5-08T2 12BPA10-5-08R3 12BPA10-5-08S3 12BPA10-5-08T3 12BPA10-5-08R4 12BPA10-5-08S4 12BPA10-5-08T4	REACTOR DE LÍNEA A CA TG 12 (CARRERA C)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
12BPA10-5-09A1 12BPA10-5-09A2 12BPA10-5-09A3 12BPA10-5-09A4 12BPA10-5-09A5	REACTOR DE ENLACE A CC TG 12 (CARRERA E)	2080	DC	2213,00	0,738	5 x (1x240)
12BPT10-5-01R1 12BPT10-5-01S1 12BPT10-5-01T1 12BPT10-5-01R2 12BPT10-5-01S2 12BPT10-5-01T2 12BPT10-5-01R3 12BPT10-5-01S3 12BPT10-5-01T3	TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO TG 12	6600	AC	1087,25	0,738	3 x [3 x (1x185)]
12LAC21-5-01R1 12LAC21-5-01S1 12LAC21-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 2 GVRC 12	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)
12LAC22-5-01R1 12LAC22-5-01S1 12LAC22-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 1 GVRC 12	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)
12MBT20-5-01R1 12MBT20-5-01S1 12MBT20-5-01T1	COMPRESOR DE AIRE DE ATOMIZACIÓN TG 12	6600	AC	53,38	0,738	3 x (1x150)
12MKA10-5-01A1 12MKA10-5-01C1 12MKA10-5-01A2 12MKA10-5-01C2 12MKA10-5-01A3 12MKA10-5-01C3 12MKA10-5-01A4 12MKA10-5-01C4	EXCITACIÓN AL CAMPO DEL GENERADOR TG 12	576	DC	1736,11	0,738	4 x [2 x (1x240)]

12MKC10-5-01R1 12MKC10-5-01S1 12MKC10-5-01T1 12MKC10-5-01R2 12MKC10-5-01S2 12MKC10-5-01T2 12MKC10-5-01R3 12MKC10-5-01S3 12MKC10-5-01T3	EXCITADOR EX2100 TG 12 DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN	1200	AC	1587,71	0,738	3 x [3 x (1x300)]
12MKC10-5-02R1 12MKC10-5-02S1 12MKC10-5-02T1	TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN TG 12	6600	AC	288,68	0,738	3 x (1x185)
18BBA10-5-01R1 18BBA10-5-01S1 18BBA10-5-01T1 18BBA10-5-01R2 18BBA10-5-01S2 18BBA10-5-01T2 18BBA10-5-01R3 18BBA10-5-01S3 18BBA10-5-01T3	CONEXIÓN A 18BBA10	6600	AC	1250,02	0,738	3 x [3 x (1x240)]
18BBA20-5-01R1 18BBA20-5-01S1 18BBA20-5-01T1 18BBA20-5-01R2 18BBA20-5-01S2 18BBA20-5-01T2 18BBA20-5-01R3 18BBA20-5-01S3 18BBA20-5-01T3	CONEXIÓN A 18BBA20	6600	AC	1250,02	0,738	3 x [3 x (1x240)]
18BBA30-5-01R1 18BBA30-5-01S1 18BBA30-5-01T1 18BBA30-5-01R2 18BBA30-5-01S2 18BBA30-5-01T2 18BBA30-5-01R3 18BBA30-5-01S3 18BBA30-5-01T3	CONEXIÓN A 18BBA30	6600	AC	787,30	0,632	3 x [3 x (1x240)]
18BBA40-5-01R1 18BBA40-5-01S1 18BBA40-5-01T1 18BBA40-5-01R2 18BBA40-5-01S2 18BBA40-5-01T2 18BBA40-5-01R3 18BBA40-5-01S3 18BBA40-5-01T3	CONEXIÓN A 18BBA40	6600	AC	787,30	0,632	3 x [3 x (1x240)]
18BFT11-5-01R1 18BFT11-5-01S1 18BFT11-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT11	6600	AC	139,96	0,738	3 x (1x185)
18BFT12-5-01R1 18BFT12-5-01S1 18BFT12-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT21	6600	AC	139,96	0,738	3 x (1x185)
18BFT30-5-01R1 18BFT30-5-01S1 18BFT30-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT30	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
18BFT31-5-01R1 18BFT31-5-01S1 18BFT31-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT31	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
18BFT32-5-01R1 18BFT32-5-01S1 18BFT32-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT32	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
18BFT40-5-01R1 18BFT40-5-01S1 18BFT40-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT40	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
18BFT41-5-01R1 18BFT41-5-01S1 18BFT41-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT41	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
18BFT42-5-01R1 18BFT42-5-01S1 18BFT42-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 18BFT42	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
18LCB11-5-01R1 18LCB11-5-01S1 18LCB11-5-01T1	BOMBA DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO 1	6600	AC	92,04	0,632	3 x (1x150)
18LCB12-5-01R1 18LCB12-5-01S1 18LCB12-5-01T1	BOMBA DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO 2	6600	AC	92,04	0,632	3 x (1x150)

18MKA10-5-01A1 18MKA10-5-01C1 18MKA10-5-01A2 18MKA10-5-01C2 18MKA10-5-01A3 18MKA10-5-01C3 18MKA10-5-01A4 18MKA10-5-01C4	EXCITACIÓN AL CAMPO DEL GENERADOR TV 18	576	DC	1736,11	0,738	4 x [2 x (1x240)]
18MKC10-5-01R1 18MKC10-5-01S1 18MKC10-5-01T1	TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN TV 18	6600	AC	306,18	0,632	3 x (1x300)
21BFT10-5-01R1 21BFT10-5-01S1 21BFT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 21BFT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
21BFT20-5-01R1 21BFT20-5-01S1 21BFT20-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 21BFT20	6600	AC	218,70	0,738	3 x (1x185)
21BFT30-5-01R1 21BFT30-5-01S1 21BFT30-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 21BFT30	6600	AC	275,55	0,738	3 x (1x185)
21BMT10-5-01R1 21BMT10-5-01S1 21BMT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 21BMT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
21BPA10-5-01C1 21BPA10-5-01C2 21BPA10-5-01C3 21BPA10-5-01C4 21BPA10-5-01C5	INVERSOR LCI DEL REACTOR DE ENLACE A CC TG 21 (CARRERA D)	2080	DC	2213,00	0,738	5 x (1x240)
21BPA10-5-02R1 21BPA10-5-02S1 21BPA10-5-02T1 21BPA10-5-02R2 21BPA10-5-02S2 21BPA10-5-02T2 21BPA10-5-02R3 21BPA10-5-02S3 21BPA10-5-02T3 21BPA10-5-02R4 21BPA10-5-02S4 21BPA10-5-02T4	DEVANADO SECUNDARIO 1 DEL TRANSF. DE AISLAMIENTO TG 21 (TRIÁNGULO, CARRERA F)	2080	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
21BPA10-5-03R1 21BPA10-5-03S1 21BPA10-5-03T1 21BPA10-5-03R2 21BPA10-5-03S2 21BPA10-5-03T2 21BPA10-5-03R3 21BPA10-5-03S3 21BPA10-5-03T3 21BPA10-5-03R4 21BPA10-5-03S4 21BPA10-5-03T4	DEVANADO SECUNDARIO 2 DEL TRANSF. DE AISLAMIENTO TG 21 (ARRANQUE, CARRERA F)	2080	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
21BPA10-5-04R1 21BPA10-5-04S1 21BPA10-5-04T1 21BPA10-5-04R2 21BPA10-5-04S2 21BPA10-5-04T2 21BPA10-5-04R3 21BPA10-5-04S3 21BPA10-5-04T3 21BPA10-5-04R4 21BPA10-5-04S4 21BPA10-5-04T4	FUSIBLE DEL LCI 89MD-3 DEL REACTOR DE LÍNEA A CA TG 21 (CARRERA B)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
21BPA10-5-05R1 21BPA10-5-05S1 21BPA10-5-05T1 21BPA10-5-05R2 21BPA10-5-05S2 21BPA10-5-05T2 21BPA10-5-05R3 21BPA10-5-05S3 21BPA10-5-05T3 21BPA10-5-05R4 21BPA10-5-05S4 21BPA10-5-05T4	INTERRUPTOR DE DESACOPAMIENTO 89SS-3 TG 21 (CARRERA A)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]

21BPA10-5-06R1 21BPA10-5-06S1 21BPA10-5-06T1 21BPA10-5-06R2 21BPA10-5-06S2 21BPA10-5-06T2 21BPA10-5-06R3 21BPA10-5-06S3 21BPA10-5-06T3 21BPA10-5-06R4 21BPA10-5-06S4 21BPA10-5-06T4	REACTOR DE LÍNEA A CA TG 21 (CARRERA C)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]
21BPA10-5-07A1 21BPA10-5-07A2 21BPA10-5-07A3 21BPA10-5-07A4 21BPA10-5-07A5	REACTOR DE ENLACE A CC TG 21 (CARRERA E)	2080	DC	2213,00	0,738	5 x (1x240)
21BPT10-5-01R1 21BPT10-5-01S1 21BPT10-5-01T1 21BPT10-5-01R2 21BPT10-5-01S2 21BPT10-5-01T2 21BPT10-5-01R3 21BPT10-5-01S3 21BPT10-5-01T3	TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO TG 21	6600	AC	1087,25	0,738	3 x [3 x (1x185)]
21LAC21-5-01R1 21LAC21-5-01S1 21LAC21-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 1 GVRC 21	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)
21LAC22-5-01R1 21LAC22-5-01S1 21LAC22-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 2 GVRC 21	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)
21MBT20-5-01R1 21MBT20-5-01S1 21MBT20-5-01T1	COMPRESOR DE AIRE DE ATOMIZACIÓN TG 21	6600	AC	53,38	0,738	3 x (1x150)
21MKA10-5-01A1 21MKA10-5-01C1 21MKA10-5-01A2 21MKA10-5-01C2 21MKA10-5-01A3 21MKA10-5-01C3 21MKA10-5-01A4 21MKA10-5-01C4	EXCITACIÓN AL CAMPO DEL GENERADOR TG 21	576	DC	1736,11	0,738	4 x [2 x (1x240)]
21MKC10-5-01R1 21MKC10-5-01S1 21MKC10-5-01T1 21MKC10-5-01R2 21MKC10-5-01S2 21MKC10-5-01T2 21MKC10-5-01R3 21MKC10-5-01S3 21MKC10-5-01T3	EXCITADOR EX2100 TG 21 DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN	1200	AC	1587,71	0,738	3 x [3 x (1x300)]
21MKC10-5-02R1 21MKC10-5-02S1 21MKC10-5-02T1	TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN TG 21	6600	AC	288,68	0,738	3 x (1x185)
22BFT10-5-01R1 22BFT10-5-01S1 22BFT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 22BFT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
22BFT20-5-01R1 22BFT20-5-01S1 22BFT20-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 22BFT20	6600	AC	218,70	0,738	3 x (1x185)
22BFT30-5-01R1 22BFT30-5-01S1 22BFT30-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 22BFT30	6600	AC	275,55	0,738	3 x (1x185)
22BMT10-5-01R1 22BMT10-5-01S1 22BMT10-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 22BMT10	6600	AC	275,56	0,738	3 x (1x185)
22BPA10-5-01R1 22BPA10-5-01S1 22BPA10-5-01T1 22BPA10-5-01R2 22BPA10-5-01S2 22BPA10-5-01T2 22BPA10-5-01R3 22BPA10-5-01S3 22BPA10-5-01T3 22BPA10-5-01R4 22BPA10-5-01S4 22BPA10-5-01T4	INTERRUPTOR DE DESACOPLAMIENTO 89SS-4 TG 22 (CARRERA A)	4160	AC	1725,00	0,738	4 x [3 x (1x240)]

22LAC21-5-01R1 22LAC21-5-01S1 22LAC21-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 2 GVRC 21	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)
22LAC22-5-01R1 22LAC22-5-01S1 22LAC22-5-01T1	CALDERA DE LA BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA 2 GVRC 21	6600	AC	235,21	0,738	3 x (1x150)
22MBT20-5-01R1 22MBT20-5-01S1 22MBT20-5-01T1	COMPRESOR DE AIRE DE ATOMIZACIÓN TG 22	6600	AC	53,38	0,738	3 x (1x150)
22MKA10-5-01A1 22MKA10-5-01C1 22MKA10-5-01A2 22MKA10-5-01C2 22MKA10-5-01A3 22MKA10-5-01C3 22MKA10-5-01A4 22MKA10-5-01C4	EXCITACIÓN AL CAMPO DEL GENERADOR TG 22	576	DC	1736,11	0,738	4 x [2 x (1x240)]
22MKC10-5-01R1 22MKC10-5-01S1 22MKC10-5-01T1 22MKC10-5-01R2 22MKC10-5-01S2 22MKC10-5-01T2 22MKC10-5-01R3 22MKC10-5-01S3 22MKC10-5-01T3	EXCITADOR EX2100 TG 22 DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN	1200	AC	1587,71	0,738	3 x [3 x (1x300)]
22MKC10-5-02R1 22MKC10-5-02S1 22MKC10-5-02T1	TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN TG 22	6600	AC	288,68	0,738	3 x (1x185)
28BBA10-5-01R1 28BBA10-5-01S1 28BBA10-5-01T1 28BBA10-5-01R2 28BBA10-5-01S2 28BBA10-5-01T2 28BBA10-5-01R3 28BBA10-5-01S3 28BBA10-5-01T3	CONEXIÓN A 28BBA10	6600	AC	1250,02	0,738	3 x [3 x (1x240)]
28BBA20-5-01R1 28BBA20-5-01S1 28BBA20-5-01T1 28BBA20-5-01R2 28BBA20-5-01S2 28BBA20-5-01T2 28BBA20-5-01R3 28BBA20-5-01S3 28BBA20-5-01T3	CONEXIÓN A 28BBA20	6600	AC	1250,02	0,738	3 x [3 x (1x240)]
28BBA30-5-01R1 28BBA30-5-01S1 28BBA30-5-01T1 28BBA30-5-01R2 28BBA30-5-01S2 28BBA30-5-01T2 28BBA30-5-01R3 28BBA30-5-01S3 28BBA30-5-01T3	CONEXIÓN A 28BBA30	6600	AC	787,30	0,632	3 x [3 x (1x240)]
28BBA40-5-01R1 28BBA40-5-01S1 28BBA40-5-01T1 28BBA40-5-01R2 28BBA40-5-01S2 28BBA40-5-01T2 28BBA40-5-01R3 28BBA40-5-01S3 28BBA40-5-01T3	CONEXIÓN A 28BBA40	6600	AC	787,30	0,632	3 x [3 x (1x240)]
28BFT11-5-01R1 28BFT11-5-01S1 28BFT11-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT11	6600	AC	139,96	0,738	3 x (1x185)
28BFT12-5-01R1 28BFT12-5-01S1 28BFT12-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT21	6600	AC	139,96	0,738	3 x (1x185)
28BFT30-5-01R1 28BFT30-5-01S1 28BFT30-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT30	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
28BFT31-5-01R1 28BFT31-5-01S1 28BFT31-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT31	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)

28BFT32-5-01R1 28BFT32-5-01S1 28BFT32-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT32	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
28BFT40-5-01R1 28BFT40-5-01S1 28BFT40-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT40	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
28BFT41-5-01R1 28BFT41-5-01S1 28BFT41-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT41	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
28BFT42-5-01R1 28BFT42-5-01S1 28BFT42-5-01T1	TRANSFORMADOR MT/BT 28BFT42	6600	AC	174,95	0,738	3 x (1x185)
28LCB11-5-01R1 28LCB11-5-01S1 28LCB11-5-01T1	BOMBA DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO 1	6600	AC	92,04	0,632	3 x (1x150)
28LCB12-5-01R1 28LCB12-5-01S1 28LCB12-5-01T1	BOMBA DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO 2	6600	AC	92,04	0,632	3 x (1x150)
28MKA10-5-01A1 28MKA10-5-01C1 28MKA10-5-01A2 28MKA10-5-01C2 28MKA10-5-01A3 28MKA10-5-01C3 28MKA10-5-01A4 28MKA10-5-01C4	EXCITACIÓN AL CAMPO DEL GENERADOR TV	576	DC	1736,11	0,738	4 x [2 x (1x240)]
28MKC10-5-01R1 28MKC10-5-01S1 28MKC10-5-01T1	TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN	6600	AC	306,18	0,632	3 x (1x300)

Ejemplo de conducto enterrado:

CABLE SIZING

LOAD DATA			
Load	00BD_10GS100		
Reg	Description	EDG BLOCK 1	
Switchgear	00BBA10 6.6 kV HALF-BUSBAR COMMON SWGR 00BBA10		
Rated voltage	No. of phases	6600 V - AC	3F
Rated power	Rated current	6300,00 kVA	565,24 A
Efficiency	Power factor	0,975	0,800
Is/In	Starting p.f.	1,000	1,000

CABLE DATA			
Insulation	Conductor	XLPE 6/10 kV	Cu
Composition (Single-core/Multi-core)	U		1x
Length [m]	130		

SIZING CRITERIA: CURRENT CARRYING CAPACITY					
Standard	Installation method	CEI 60502-2			Conductor enterrado
Correction factor	1,00 (k1) x 0,68 (k2) x 1,00 (k3) x 0,93 (k4) x 1,00 (k5) = 0,63				
Corrected load current (I'B) [A]	893,80				
No. of cables per phase	2				
Cross-section [mm2]	240				
Current carrying capacity (I ₀) [A]	894,00				

SIZING CRITERIA: VOLTAGE DROP			
Initial cumulative voltage drop [%]	0,00		
No. of cables per phase	1		
Cross-section[mm2]	16		
Circuit voltage drop [%]	0,00 (normal op.)		0,00 (starting)

SIZING CRITERIA: MAXIMUM WITHSTOOD ENERGY			
Short-c. current [kA]	Time [s]	36,00	1,00
Let-through energy [A2s]	1,30E+09		
K	143		
No. of cables per phase	1		
Cross-section [mm2]	300		
Withstood energy [A2s]	1,84E+09		

RESULTS			
No. of cables per phase	(Phase) 2	(Neutral) 0	(PE) 0
Cross-section [mm2]	(Phase) 240	(Neutral) 0	(PE) 0
Cable type	(Phase) MXC1240A	(Neutral)	(PE)
Circuit	2 x [3 x (1x240)] mm2		
Current carrying capacity (I _z) [A]	565,37		
Circuit voltage drop [%]	0,13 (normal op.)		0,09 (starting)
Cumulative voltage drop [%]	0,13		
Withstood energy [A2s]	4,71E+09		

Ejemplo de conductor por bandeja en zanja subterránea:

CABLE SIZING

LOAD DATA			
Load	00BBA10GS500		
Reg	Description	EDG BLOCK 1	
Switchgear	11/12BBA10	6.6 kV BUSBAR GAS TURBINE GT-11/12	
Rated voltage	No. of phases	6600 V - AC	3F
Rated power	Rated current	28578,82 kVA	2500,0 A 0
Efficiency	Power factor	1,000	0,850
Is/In	Starting p.f.	1,000	1,000

CABLE DATA			
Insulation	Conductor	XLPE	6/10 kV Cu
Composition (Single-core/Multi-core)	U		1x
Length [m]	210		

SIZING CRITERIA: CURRENT CARRYING CAPACITY					
Standard	Installation method	CEI 60502-2			Conductor por bandeja en zanja subterránea
Correction factor	0,82 (k1) x	0,90 (k2) x	1,00 (k3) x	0,82 (k1) x	0,90 (k2) x
Corrected load current (I'B) [A]	3387,53				
No. of cables per phase	5				
Cross-section [mm ²]	300				
Current carrying capacity (I ₀) [A]	3675,00				

SIZING CRITERIA: VOLTAGE DROP			
Initial cumulative voltage drop [%]	0,00		
No. of cables per phase	1		
Cross-section [mm ²]	185		
Circuit voltage drop [%]	2,21 (normal op.)		1,75 (starting)

SIZING CRITERIA: MAXIMUM WITHSTOOD ENERGY			
Short-c. current [kA]	Time [s]	36,00	1,00
Let-through energy [A2s]	1,30E+09		
K	143		
No. of cables per phase	1		
Cross-section [mm ²]	300		
Withstood energy [A2s]	1,84E+09		

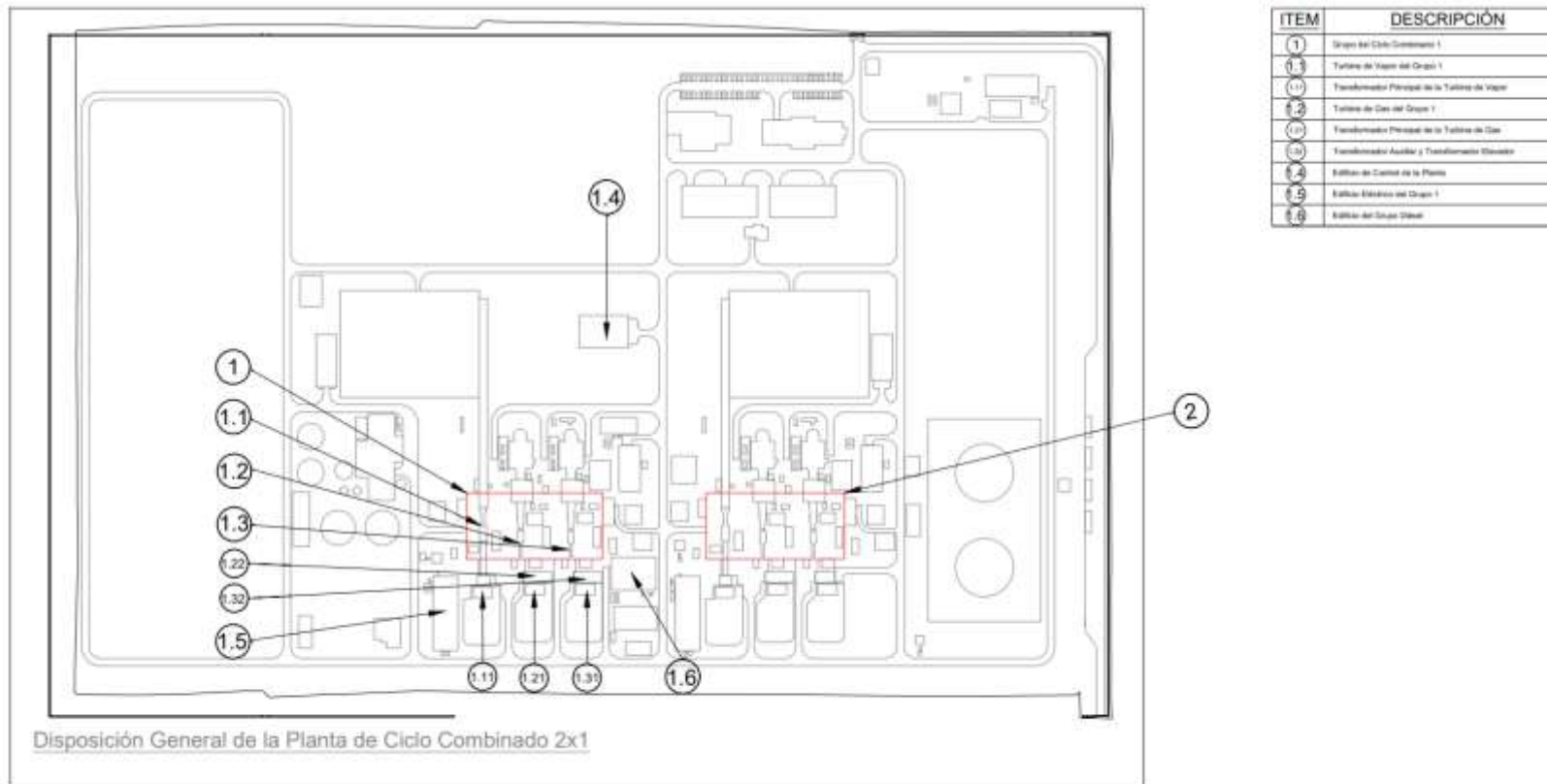
RESULTS				
No. of cables per phase	(Phase)	5	(Neutral)	0 (PE) 0
Cross-section [mm ²]	(Phase)	300	(Neutral)	0 (PE) 0
Cable type	(Phase)	MXC1300A	(Neutral)	(PE)
Circuit	5 x [3 x (1x300)] mm ²			
Current carrying capacity (I _z) [A]	2712,15			
Circuit voltage drop [%]	0,31 (normal op.)		0,21 (starting)	
Cumulative voltage drop [%]	0,31			
Withstood energy [A2s]	4,60E+10			

El caso de bandejas de cables:

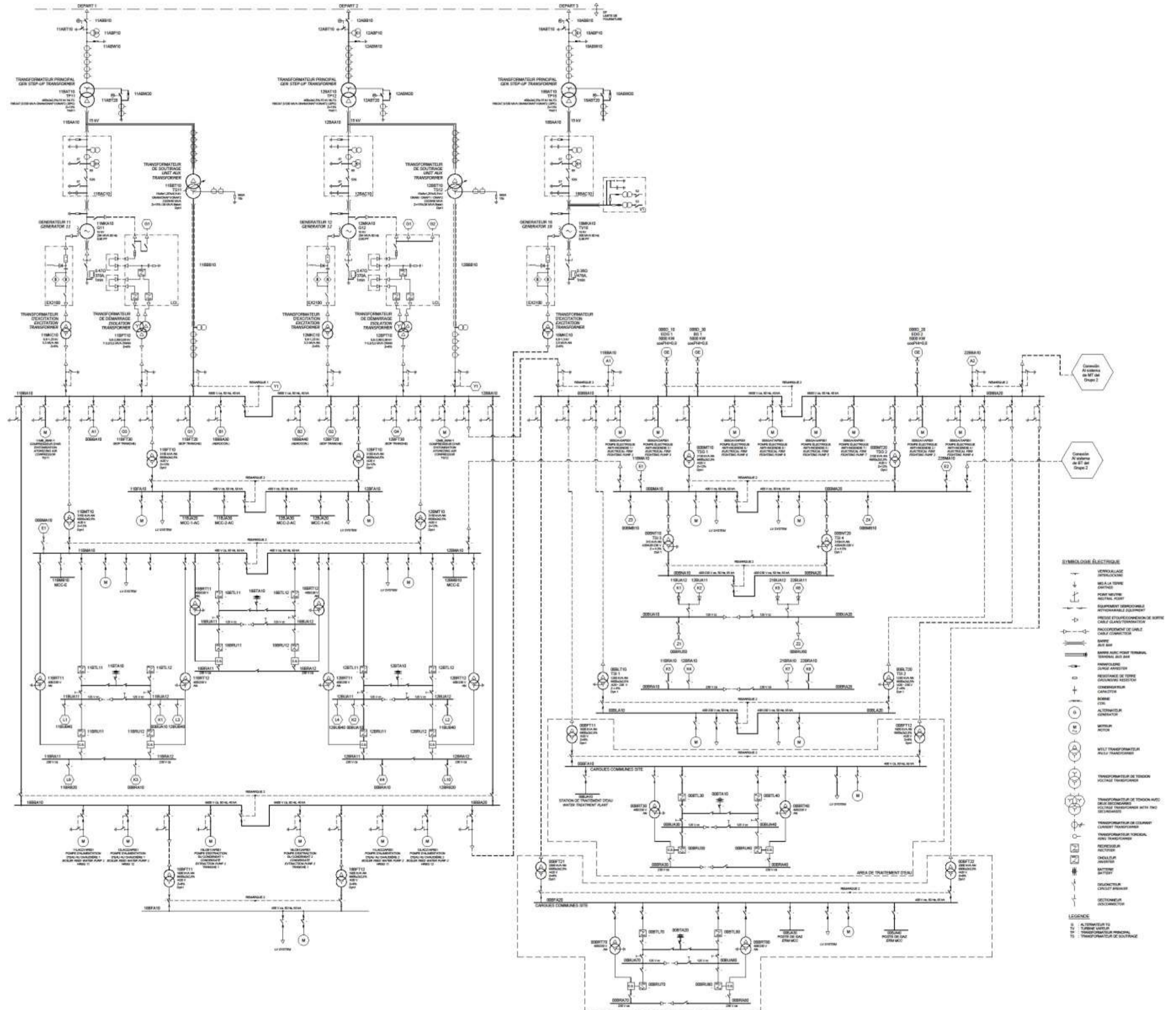
CABLE SIZING			
LOAD DATA			
Load	11BMT10GT100		
Reg 106	Description	MV/LV TRANSFORMER 11BMT10	
Switchgear	11/12BBA10	6.6 kV BUSBAR GAS TURBINE GT-11/12	
Rated voltage	No. of phases	6600 V - AC	3F
Rated power	Rated current	3150,00 KVA	275,55 A
Efficiency	Power factor	1,000	0,800
Is/In	Starting p.f.	1,000	1,000
CABLE DATA			
Insulation	Conductor	XLPE 6/10 kV	Cu
Composition (Single-core/Multi-core)		U	1x
Length [m]			40
SIZING CRITERIA: CURRENT CARRYING CAPACITY			
Standard	Installation method	CEI 60502-2	Chemins de câbles
Correction factor		0,82 (k1) x 0,90 (k2) x 1,00 (k3) x 1,00 (k4) x 1,00 (k5) =	0,74
Corrected load current (I'B) [A]			373,38
No. of cables per phase			1
Cross-section [mm ²]			120
Current carrying capacity (I ₀) [A]			417,00
SIZING CRITERIA: VOLTAGE DROP			
Initial cumulative voltage drop [%]		0,00	
No. of cables per phase		1	
Cross-section[mm ²]		16	
Circuit voltage drop [%]		0,00 (normal op.)	0,00 (starting)
SIZING CRITERIA: MAXIMUM WITHSTOOD ENERGY			
Short-c. current [kA]	Time [s]	36,00	0,50
Let-through energy [A2s]		6,48E+08	
K		143	
No. of cables per phase		1	
Cross-section [mm ²]		185	
Withstood energy [A2s]		7,00E+08	
RESULTS			
No. of cables per phase	(Phase) 1	(Neutral) 0	(PE) 0
Cross-section [mm ²]	(Phase) 185	(Neutral) 0	(PE) 0
Cable type	(Phase) MXC1185A	(Neutral)	(PE)
Circuit	3 x (1x185) mm ²		
Current carrying capacity (I _z) [A]		400,73	
Circuit voltage drop [%]		0,05 (normal op.)	0,04 (starting)
Cumulative voltage drop [%]		0,05	
Withstood energy [A2s]		7,00E+08	

ANEXO IV: PLANOS DE LA INSTALACIÓN

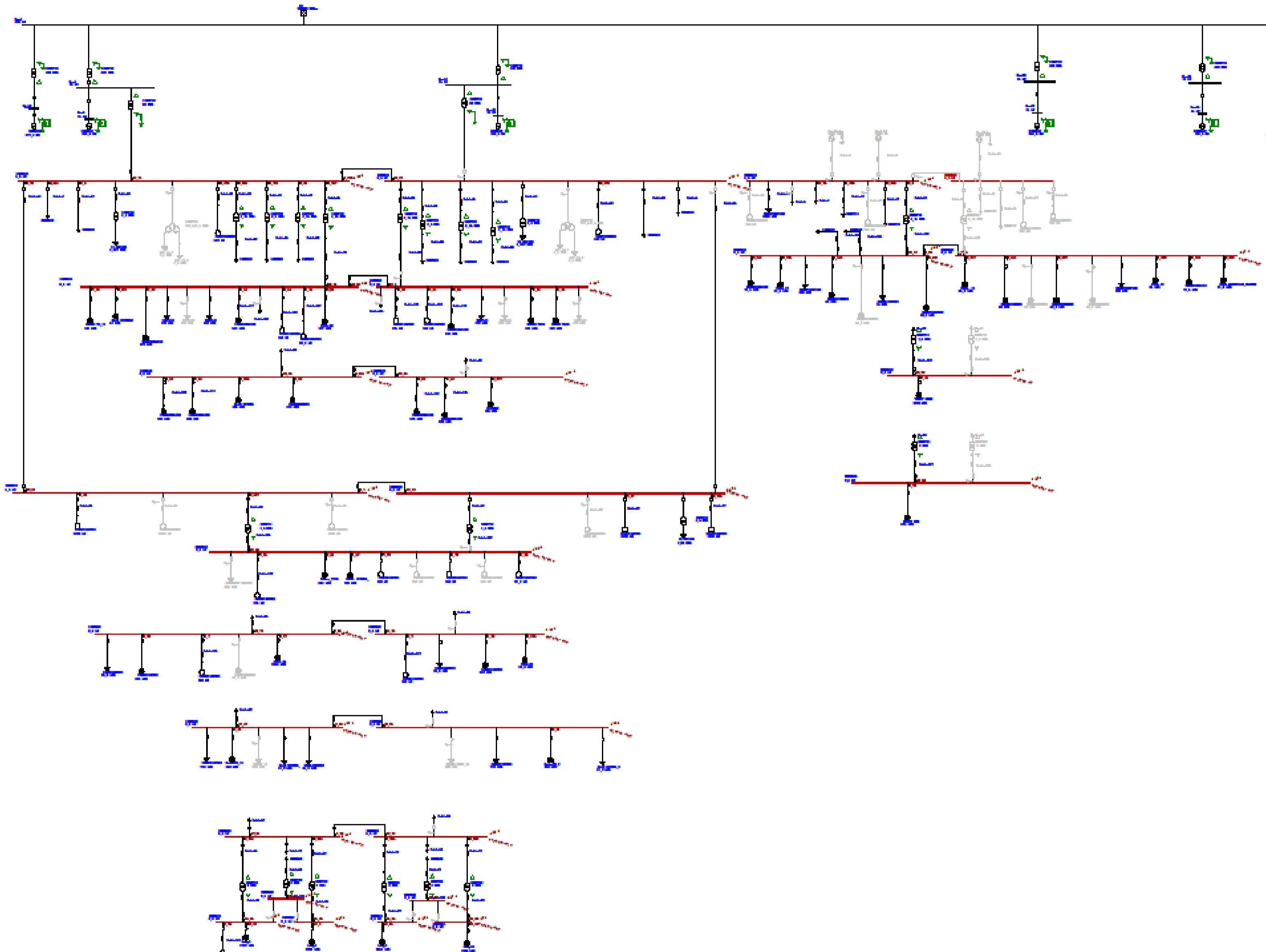
El lay-out general de la planta es:



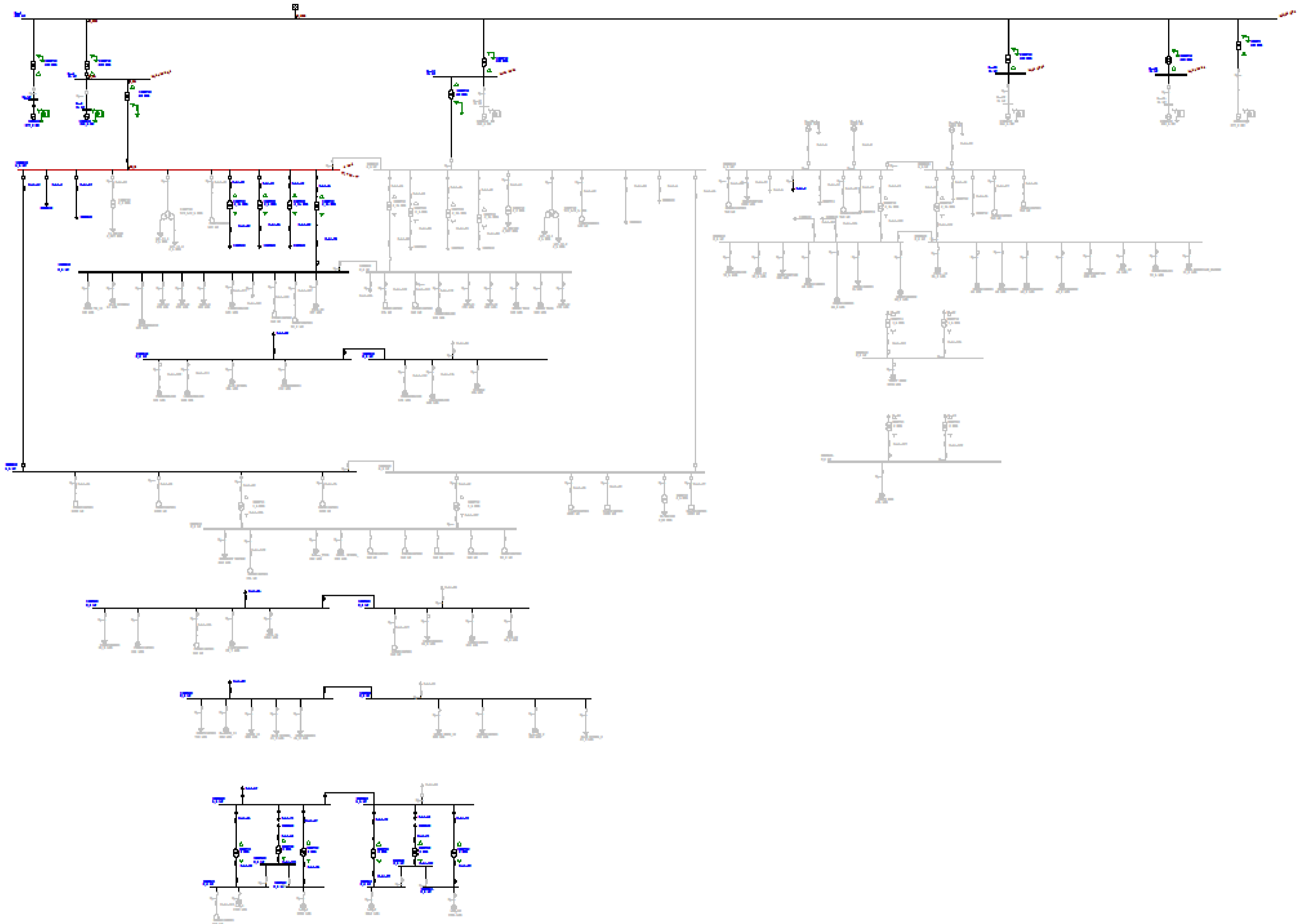
El esquema unifilar del sistema es el siguiente:



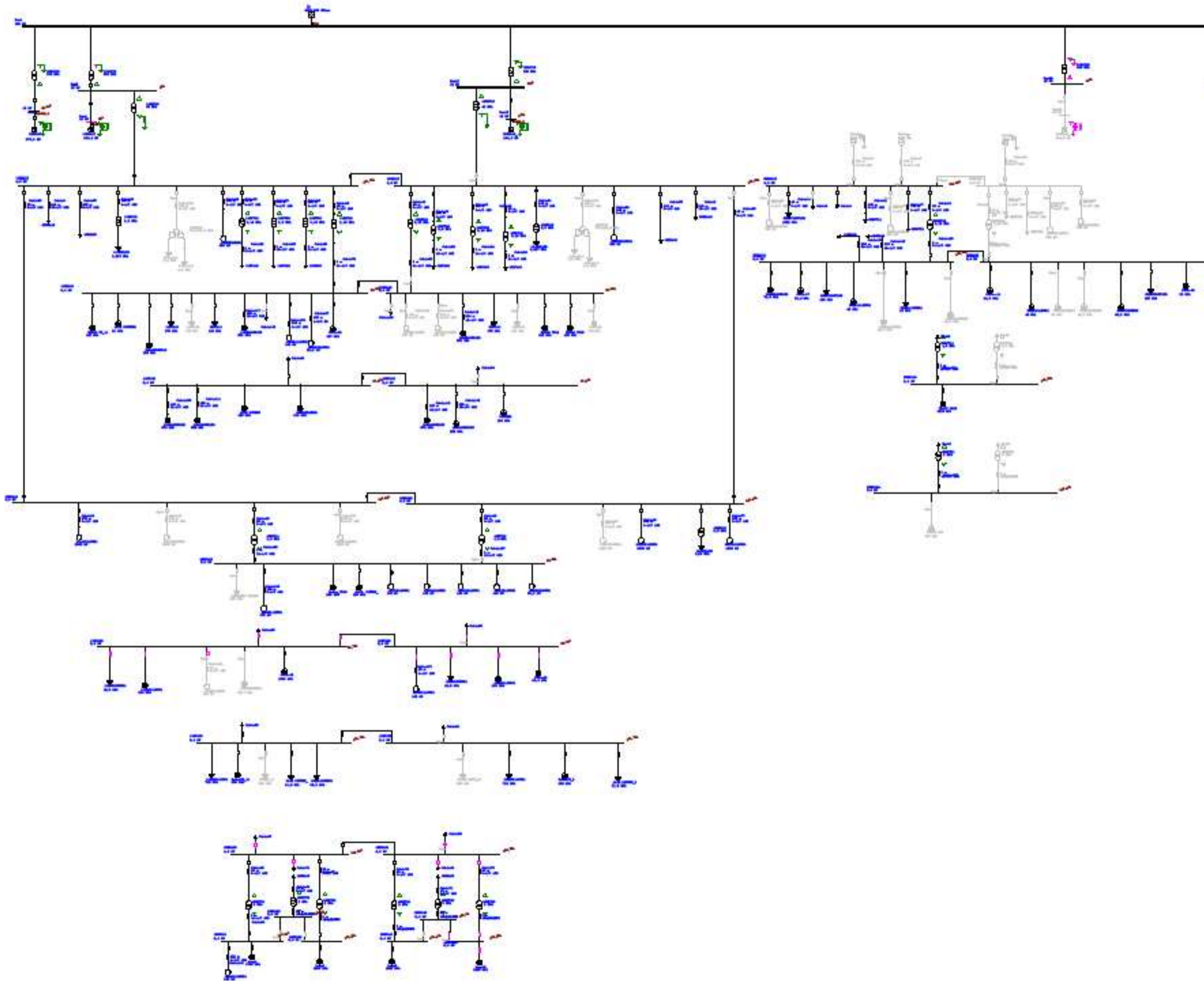
Esquema Unifilar Para Cálculo de la Corriente Máxima de Cortocircuito



Esquema Unifilar para el Cálculo de Corriente Mínima de Cortocircuito



One-Line Diagram - OLV1 (Motor Acceleration Analysis) Antes del arranque (T00s)



- La red de tierras que se emplea será:

