



UNIVERSIDAD
LOYOLA
ANDALUCÍA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Grado en Ingeniería Electromecánica

Trabajo Fin de Grado

Estudio de viabilidad técnica de conexión de nuevos suministros en media tensión

Juan Cáceres Gordillo

Tutor: Lázaro Alvarado Barrios

Sevilla, junio de 2020

*A mi familia y amigos, por su apoyo incondicional
durante toda la carrera.*

Resumen

Los sistemas eléctricos están sufriendo cambios a nivel mundial en los últimos años, debido al creciente interés en el estudio y diseño de redes eléctricas con generación distribuida y las ventajas que este tipo de generación ofrece. Sin embargo, el rápido desarrollo de las diferentes tecnologías de generación distribuida, que incluye principalmente energías renovables por su posibilidad de generación sin emisión de gases contaminantes, está impactando en el sistema de distribución dificultando el control para su correcto funcionamiento y operación. En este proyecto, tras una importante revisión de la literatura científica, se han identificado los factores claves para evitar fallos en el sistema y así poder garantizar la calidad del suministro eléctrico.

Por otro lado, se han estudiado los criterios técnicos y el marco legislativo aplicable a la conexión de nuevos suministros en la red de distribución de media tensión en España, con la intención de conocer a fondo los procedimientos para realizar dicha conexión.

Por último, se ha procedido a realizar en profundidad un estudio de conexión de un suministro en la red de distribución cumpliendo con todos los criterios impuestos por la compañía distribuidora Endesa y el Gobierno de España. Se ha realizado un estudio de la demanda de potencia necesaria para abastecer dicha edificación. Dicho estudio ha sido simulado para comprobar su viabilidad técnica.

Palabras clave: generación distribuida, energías renovables, conexión a la red

Abstract

Electrical power systems are undergoing changes worldwide in recent years, due to the growing interest in the study and design of electrical networks with distributed generation and the advantages that this type of generation offers. However, the rapid development of the different technologies of distributed generation, which mainly includes renewable energies due to their possibility of generation without the emission of contaminating gases, is impacting the distribution system, making it difficult to control its correct functioning and operation. In this project, after an exhaustive review of the scientific literature, key factors have been identified to avoid failures in the system and thus guarantee the quality of the electricity supply.

On the other hand, the technical criteria and the legislative framework applicable to the connection of new supplies to the medium voltage distribution network in Spain have been studied, with the intention of having a thorough understanding of the procedures for making such a connection.

Finally, an in-depth study has been carried out on the connection of a supply in the distribution network, meeting all the criteria imposed by the distribution company Endesa and the Spanish Government. A study of the power demand required to supply this building has been carried out. This study has been simulated to check its technical feasibility.

Keywords: Distributed generation, renewable energies, connection to the grid

Índice

Resumen	iv
Abstract	v
Índice.....	vii
Índice de Figuras	viii
Índice de Tablas	viii
1. Motivación	1
1.1. Cambios en el Sistema Eléctrico actual	1
1.2. Objetivos de la tesis.....	3
1.3. Estructura de la tesis.....	3
2. Generación Distribuida	4
2.1. ¿Qué es la Generación Distribuida?	4
2.2. Ventajas e inconvenientes	6
2.2.1. Armónicos	7
2.2.2. Variaciones de tensión	8
2.2.3. Inversión de los flujos de potencia.....	9
2.3. Criterios técnicos de Endesa Distribución Eléctrica	10
2.4. Marco legal en España	11
3. Caso propuesto de estudio.....	12
3.1. Objeto del proyecto	12
3.2. Características de la instalación	12
3.3. Cálculo de la demanda de potencia	15
3.4. Instalación eléctrica con la red de distribución	16
3.4.1. Líneas generales de distribución	17
4. Cálculos y simulaciones	18
4.1. Cálculo de la previsión de potencia.....	18
4.2. Cálculo de la batería de condensadores.....	23
4.3. Simulación de la conexión a la red de distribución.....	25
4.4. Conclusiones	28
Referencias.....	29
Anexo 1: Caracterización de la instalación.	32
1. Prescripciones generales para la instalación	32
2. Clasificación del garaje	35

3.	Otras prescripciones generales para la instalación	36
4.	Líneas generales de distribución	37
5.	Grupo electrógeno	37
6.	Instalación eléctrica de zonas comunes.....	38
6.1.	Garaje de planta sótano	38
6.2.	Infraestructura de recarga de Vehículos Eléctricos	39
6.3.	Cuadros de Servicios Comunes del edificio.....	40
6.4.	Red de tierras.....	40

Índice de Figuras

Figura 1.	Diagrama de equilibrio del sistema español actual. Fuente: Técnica Industrial	
Figura 2.	Emisiones de CO2 evitadas por la instalación de EERR. Fuente: REE.....	2
Figura 3.	Esquemas de generación centralizada y distribuida.....	5
Figura 4.	Distorsión armónica producida en una onda sinusoidal.....	8
Figura 5.	Esquema unifilar de la instalación con la red de distribución.....	14
Figura 6.	Esquema de funcionamiento de la batería de condensadores.....	23
Figura 7.	Efecto sobre el triángulo de potencia.....	23
Figura 8.	Esquema cartográfico de la red de MT seleccionada.....	26

Índice de Tablas

Tabla 1.	Distribución por plantas de las zonas que componen el edificio.....	13
Tabla 2.	Líneas de alimentación al CGBT.....	17
Tabla 3.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Sótano.....	18
Tabla 4.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Baja.....	18
Tabla 5.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Primera.....	19
Tabla 6.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Segunda.....	19
Tabla 7.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Tercera.....	19
Tabla 8.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Cuarta.....	20
Tabla 9.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Quinta.....	20
Tabla 10.	Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Cubierta.....	20

Tabla 11. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Sótano..	21
Tabla 12. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Baja.....	21
Tabla 13. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Primera.....	21
Tabla 14. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Segunda.....	22
Tabla 15. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Tercera.....	22
Tabla 16. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Cuarta.....	22
Tabla 17. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Quinta.....	23
Tabla 18. Valores de $\cos\phi$ y $\text{tg}\phi$ de las cargas más usuales. Fuente: Schneider Electric.....	24
Tabla 19. Datos nominales del sistema.....	26
Tabla 20. Datos del estado inicial de la simulación.....	27
Tabla 21. Datos del estado final de la simulación.....	27

1. Motivación

1.1. Cambios en el Sistema Eléctrico actual

La generación de energía eléctrica y, sobre todo, el modelo energético a adoptar es una cuestión a debate a nivel mundial. La definición del modelo energético es una decisión estratégica y, el equilibrio entre el papel de las energías tradicionales y renovables está siendo objeto de estudio tanto desde un punto de vista técnico como económico [1].

Si por algo destaca nuestro sistema eléctrico es por carecer de una correcta planificación a lo largo del tiempo, con unos objetivos claros y definidos que nos condujesen a conseguir un equilibrio entre los cuatro pilares básicos sobre los que debería pilotar, que son “fiabilidad y garantía de suministro”, “limpio y bajo en emisiones”, “económico” y ”autoabastecido”, de tal forma que nos encontramos en la actualidad con un sistema sobredimensionado, caro y, además, insostenible [2].

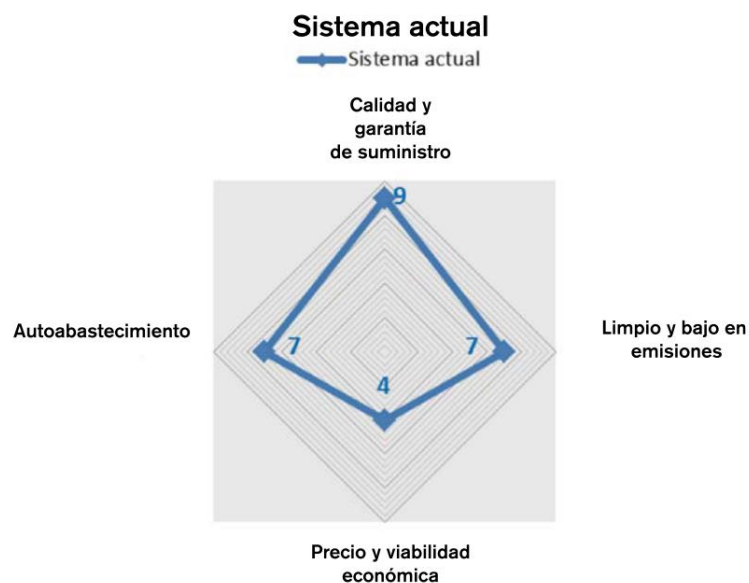


Figura 1. Diagrama de equilibrio del sistema español actual. Fuente: Técnica Industrial

En la Figura 1, se puede observar, tal y como describe su autor en [2], que nos encontramos ante un sistema sobredimensionado e infrautilizado, muy caro pero muy seguro, que ha mejorado mucho respecto a las emisiones y al autoabastecimiento, con lo que se hace muy necesario el plantear las oportunas reformas no solo al sistema eléctrico como tal, sino también al modelo de consumo energético global, que sigue estando muy basado en el consumo de combustibles fósiles y, por tanto, además de caro y contaminante, nos produce una elevada dependencia energética del exterior con los consiguientes perjuicios para nuestra economía global e individual.

Otros autores, plantean las tres cuestiones más importantes a la hora de abordar la renovación del sistema eléctrico, (i) la “descarbonización” del parque de generación, (ii) la “digitalización” de los sistemas para controlar de manera más eficiente la oferta y la demanda; y, (iii) la “desconcentración” de la operación y despacho centralizado de las fuentes de generación. Esta última, se encuentra relacionada con el fomento de la Generación Distribuida [3].

Las energías renovables son una opción sostenible y técnicamente viable y aportan una parte significativa de la producción eléctrica en España. El importante y acelerado desarrollo tecnológico ha permitido reducir sus costes y ha favorecido su expansión a una escala impensable hace tan solo quince años; y sus perspectivas de crecimiento son muy favorables, dado su gran potencial para mitigar el cambio climático y mejorar el acceso y seguridad del suministro de energía [4].

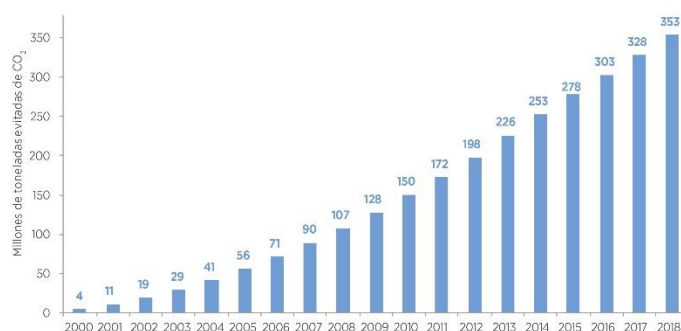


Figura 2. Emisiones de CO2 evitadas por la instalación de EERR. Fuente: REE

Las consideraciones anteriores han traído como consecuencia un aumento de la complejidad en la gestión del sistema eléctrico, sobre todo en las áreas de distribución, donde el planteamiento de un modelo pasivo de consumo energético está dando paso a un aumento de la penetración de fuentes de generación distribuida y de la existencia de flujos de energía bidireccionales. De hecho, esta tendencia se espera que vaya en aumento en los próximos años, y demanda que el sistema evolucione a un modelo activo, mucho más inteligente, conocido como Smart Grid [5].

En esta nueva red inteligente, el control de la interconexión eléctrica en el punto PCC (Point of Common Coupling) entre los equipos de generación distribuida y la red adquiere un papel fundamental. Para ello será necesario que este equipamiento satisfaga las nuevas necesidades, que en muchos casos van más allá de la propia electrónica de potencia. Y es en este escenario donde los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs, por sus siglas en inglés) juegan un papel importante, ya sea con su integración en los nuevos equipos que salgan al mercado, o como complemento de los equipos ya instalados, de forma que puedan dotarlos de la funcionalidad necesaria en los nuevos escenarios que van a surgir [6].

Además, la incorporación de las fuentes de energía renovables depende de las condiciones climáticas, pueden impactar en la estabilidad, la calidad y la fiabilidad de la red de suministro, por lo que diversos países han impuesto y actualizado las normas y reglamentos relativos al funcionamiento y conexión de esas fuentes de energía renovable [7]. Estas regulaciones, y el impacto en la calidad y estabilidad de la red, serán analizadas en el presente Trabajo.

1.2. Objetivos de la tesis

- Realizar un estudio del arte del impacto de la Generación Distribuida en las redes de distribución de media tensión.
- Estudiar la regulación legal vigente y la normativa técnica de aplicación en la conexión de nuevos suministros a la red de distribución de media tensión
- Proponer un proyecto de conexión de un edificio en baja tensión conectado directamente a la red de media tensión. Simular la conexión y presentar los resultados.

1.3. Estructura de la tesis

El presente Trabajo consta de dos partes bien diferenciadas. En la primera parte, en el Capítulo 2, se realiza una introducción teórica sobre el impacto de la generación distribuida en las redes de distribución de media tensión, para lo que se ha hecho una completa revisión científica. Se ha investigado sobre los beneficios que aporta al sistema de distribución y sobre las dificultades que conlleva su instalación.

En la segunda parte, en los Capítulos 3 y 4, se ha presentado un caso práctico de un hipotético edificio destinado a residencia de estudiantes, con conexión a la red de media Tensión. Se ha realizado una previsión de demanda de potencia, para lo cual se han utilizado los reglamentos específicos, y se ha simulado la conexión mediante un software de simulación.

Por último, en el Capítulo 5, se presentan las conclusiones obtenidas de dicho estudio, así como la relación bibliográfica de las fuentes consultadas para la elaboración de dicho proyecto.

2. Generación Distribuida

La preocupación por el agotamiento de las fuentes tradicionales como el petróleo y el carbon, y la preocupación por el medioambiente, han llevado a la progresiva instalación de energías renovables como las turbinas eólicas, las células fotovoltaicas o la biomasa en los últimos años, dando ésta lugar a un aumento en la potencia de generación distribuida instalada. En este apartado se tratarán algunos de los problemas que está incorporación conlleva en lo que al sistema de distribución respecta y algunas posibles soluciones. También se analiza la definición exacta de lo que es la generación distribuida, pues no existe un consenso mundial en lo que a potencia o tipos se refiere.

2.1. ¿Qué es la Generación Distribuida?

La Generación Distribuida (GD) se define de forma general como la generación de electricidad a pequeña escala, pero ¿qué es exactamente la generación de electricidad a pequeña escala? Se pueden utilizar diferentes tecnologías para la GD [8], pero ¿existe una definición general y concreta? Un breve estudio de la literatura científica muestra que no hay consenso. Esto se confirma en un cuestionario planteado por el Congreso y Exposición Internacional sobre Distribución Eléctrica (CIRED) [9], en el que algunos participantes definen la GD sobre la base del nivel de tensión, mientras que otros parten del principio de que la GD está conectada a los circuitos desde los que se suministran directamente las cargas de los consumidores, y otros consideran que tienen alguna característica básica, como por ejemplo que utilicen energías renovables o cogeneración.

Claramente, esta última parte de su definición implica que las unidades de GD están fuera del control del operador de la red de transporte. Por lo tanto, las unidades de generación construidas por el operador de la red de transporte y que tienen medidas implementadas para el suministro, no se consideran GD de acuerdo con esta filosofía.

Por otro lado, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) define la GD como la generación de electricidad por instalaciones que son suficientemente más pequeñas que las centrales de generación central como para permitir la interconexión en casi cualquier punto de un sistema de energía.

Con la excepción del Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), que define la GD como todos los generadores con una capacidad máxima de entre 50 MW y 100 MW conectados al sistema eléctrico de distribución, y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada, todas las definiciones asumen que las unidades de GD están conectadas a la red de distribución. Este también es el caso de la definición utilizada en [10], que ve a la GD como unidades que producen energía en el lugar del consumidor o dentro de las empresas de distribución local, y que suministran energía directamente a la red de distribución local. Sin embargo, la IEA (International Energy Agency) no hace referencia al nivel de capacidad de generación, a diferencia de todas las demás definiciones.

A estas alturas debería quedar claro que existen muchas definiciones de GD, que permiten una amplia gama de posibles esquemas de generación. Algunas definiciones permiten la inclusión de unidades de cogeneración de mayor escala o grandes parques eólicos conectados a la red de transmisión, otras se centran en las unidades de generación de pequeña escala conectadas a la red de distribución. Todas estas definiciones sugieren que al menos las unidades de generación en pequeña escala conectadas a la red de distribución deben considerarse como GD. Además, las unidades de generación instaladas cerca de la carga o en el lugar del consumidor del contador también se identifican comúnmente como GD. Este último criterio se solapa parcialmente con el primero, ya que la mayoría de las unidades de generación en los sitios de los clientes también están conectadas a la red de distribución [11].

En [12] se definen además distintos tipos de Generación Distribuida en función del tipo de potencia inyectada, siendo estos Tipo 1 o Tipo P si suministran únicamente potencia activa (por ejemplo, plantas solares), Tipo 2 o Tipo Q si la potencia que inyectan es solo reactiva (por ejemplo, bancos de condensadores conmutados), Tipo 3 o PQ+ si suministran tanto energía activa como reactiva (por ejemplo, celdas de combustible) y Tipo 4 o Tipo PQ cuando suministran energía activa pero consumen reactiva (por ejemplo, turbinas de viento)

Uno de los criterios más obvios sería la capacidad de generación de las unidades instaladas. Sin embargo, el breve estudio de definiciones ilustró que no hay acuerdo sobre los niveles máximos de capacidad de generación y la conclusión es que la capacidad de generación no es un criterio relevante. El principal argumento es que la capacidad máxima de GD que se puede conectar a la red de distribución es una función de la capacidad de la propia red de distribución. Debido a que esta última capacidad puede diferir considerablemente, es imposible incluirla como un elemento de la definición de GD [11].

Con todas las definiciones expuestas, está claro que no hay acuerdo sobre una definición precisa, ya que el concepto abarca muchas tecnologías y muchas aplicaciones en diferentes entornos, pero reuniendo conceptos de diferentes autores, se podría definir la GD como “una fuente de generación de energía eléctrica que está conectada directamente a la red de distribución o en la parte del suministro del cliente”, pudiendo considerarse aspectos limitantes adicionales en función del interés o de quién se enfrente a esta tecnología.

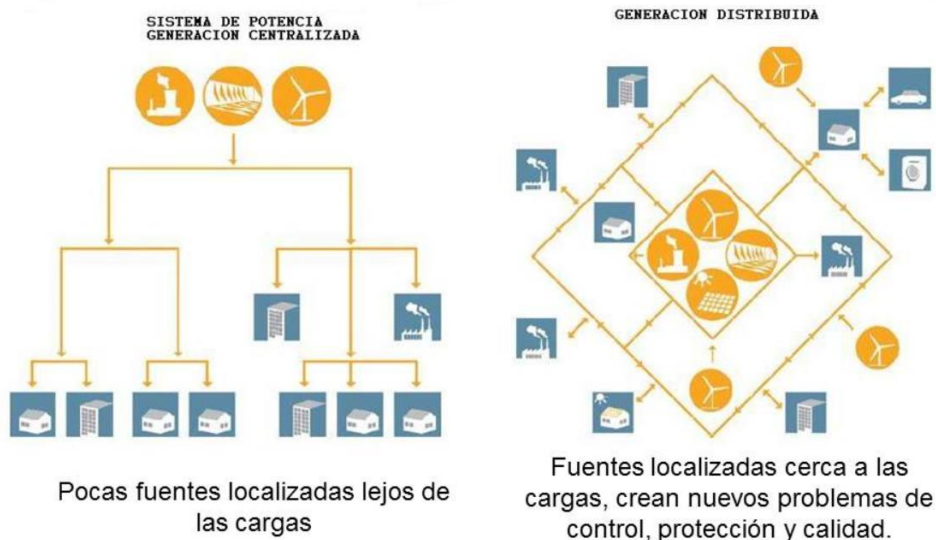


Figura 3. Esquemas de generación centralizada y distribuida

En la Figura 3. Esquemas de generación centralizada y distribuida. En la Figura 3, se puede observar de una forma muy gráfica la diferencia entre la generación centralizada, que es el modelo actual del sistema, y la generación distribuida, modelo hacia el que se evoluciona. El modelo de generación distribuida tiene muchas ventajas, pero también complica la gestión del sistema por parte del DSO (Operador de la red de distribución, por sus siglas en inglés).

2.2. Ventajas e inconvenientes

Es cierto que la introducción de Generación Distribuida en el sistema de distribución proporciona numerosos beneficios, como pueden ser la reducción de pérdidas en el sistema, lo que contribuye a reducir el coste de operación; la mejora de confiabilidad del sistema, o la reducción de la carga en las líneas del sistema aguas arriba. Para lograr estos beneficios, la selección apropiada de la ubicación y el tamaño de las fuentes de GD es fundamental [12].

La inclusión de GD en los sistemas de distribución tiene efectos positivos y negativos en función de las características de operación de la red de distribución y de las características de la propia GD [13]. Se analizarán en primer lugar las ventajas que tiene la instalación de GD y, posteriormente, los inconvenientes, entrando en una explicación detallada en algunos de ellos.

La aplicación de Generación Distribuida trae las siguientes ventajas en la operación de sistemas eléctricos de potencia [14]:

- *Reducción de pérdidas:*
La adecuada ubicación de los sistemas de GD reduce el flujo de potencia que conlleva la disminución de las pérdidas energéticas y la mejora del perfil de tensiones. La reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de energía eléctrica aumenta la capacidad de distribución de la red eléctrica [15].
- *Sin centros de transformación ni subestaciones de distribución:*
Al estar este tipo de generación instalada cercana a las instalaciones del cliente consumidor, no es necesario transportar la energía eléctrica a través de grandes sistemas de distribución hasta las subestaciones, ni desde estas hasta los centros de transformación, como se hace en la mayoría de los casos en el sistema eléctrico actual.
- *Alto rendimiento y protección ambiental:*
La GD tiene una alta eficiencia energética, con unos valores que oscilan entre el 65% y el 95%, dado que la gran mayoría de los generadores instalados no emiten gases contaminantes ni generan residuos de forma activa, es decir, son energías renovables como las células de combustible, la energía solar fotovoltaica, la energía solar térmica o la eólica.
- *Puede abastecer de electricidad a zonas remotas:*
Existen zonas alejadas del sistema de transporte y distribución de energía existente en los que resulta una inversión demasiado grande construir líneas de transmisión eléctrica para hacer llegar la electricidad. Gracias a la GD, se pueden construir sistemas eléctricos a pequeña escala que permitan abastecer de energía a estas zonas.

- *Puede ser usada para tareas militares y humanitarias:*

La garantía de suministro eléctrico es un componente importante de la seguridad nacional. Las grandes redes eléctricas son vulnerables a la destrucción en caso de guerra, terrorismo o catástrofe, y pondrían seriamente en peligro la seguridad nacional. Muchos expertos proponen que el desarrollo de la GD es un medio eficaz para resolver estos problemas. En resumen, la GD es un método efectivo y económico para suministrar carga durante contingencias [16].

Sin embargo, según expone el autor en [17], “la conexión de la GD impacta al sistema, cambiando la forma tradicional de analizarlo. Al dejar de ser un sistema con alimentación simple para transformarse en, por lo menos, de doble alimentación, se crean ciertas perturbaciones que pueden afectar al sistema de una forma negativa. El control de la tensión en el sistema se hace más difícil ya que hay generación en varios puntos del mismo, y los flujos de potencia dejan de ser unidireccionales para convertirse en bidireccionales”.

En [17] se define también la calidad de potencia como “la propiedad de la energía eléctrica que permite su normal utilización, bajo la cual los equipos funcionan según sus condiciones de diseño, siendo los disturbios permanentes más importantes, en orden de importancia, los armónicos, flicker, y bidireccionalidad de potencias”. Como explica el mismo autor, las subtensiones y las sobretensiones son la mayor causa de problemas de calidad de potencia de régimen transitorio, estando ambos directamente relacionados con la presencia de fallas, que pueden afectar al usuario final a pesar de encontrarse alejadas.

El efecto de la GD en la calidad de potencia depende del tipo de generador, su interferencia en el sistema, la potencia de cada unidad de generación, la capacidad total de GD relativa del sistema, la cantidad de generación respecto de la carga en el punto de interconexión y la regulación de tensión del alimentador [18].

Se procede, en los subapartados que siguen, a un análisis detallado de cada uno de estos problemas anteriormente mencionados, y a posibles soluciones que se plantean a los mismos en la literatura científica.

2.2.1. Armónicos

Una creciente preocupación con respecto a la calidad de la potencia es la distorsión armónica que deteriorará el rendimiento de los sistemas de potencia. La distorsión armónica, que se traduce en una desviación de la onda de la senoide perfecta, es causada por la no linealidad de equipos como convertidores electrónicos, transformadores, máquinas rotativas y luz fluorescente [19]. La GD conectada a un sistema de distribución puede introducir distorsión armónica en el sistema dependiendo del tipo de unidad de generación y la tecnología del convertidor de potencia. Por eso, para el análisis y la gestión de la calidad de la energía del sistema, es de gran importancia desarrollar métodos para cuantificar las contribuciones armónicas de las fuentes individuales de armónicos [20].

Idealmente, la potencia en una red es suministrada a una frecuencia constante y a un determinado nivel de tensión. Sin embargo, en la práctica, los valores de frecuencia y tensión sufren variaciones de su nivel de diseño. Con el fin de que los suministros de energía sean de calidad, es necesario definir un nivel de distorsión de onda que pueda ser soportado por los sistemas de potencia [19].

Por otra parte, los resultados de simulación del estudio realizado en [13], indican que a medida que se incrementa el número de unidades de generación conectadas a la red, se incrementa

también la Tasa de Distorsiones Armónicas de tensión (THDv, por sus siglas en inglés) en el sistema de potencia. Se ha observado que las turbinas de viento producen más distorsión armónica que los sistemas fotovoltaicos y los MHSG. Además, las distorsiones armónicas producidas por la instalación de GD en baja tensión son mayores que las producidas en sistemas de mayor voltaje.

Los voltajes y corrientes armónicas pueden ser generados por diferentes tipos de convertidores de energía. En estado estacionario, el funcionamiento de las válvulas de conversión cambia las formas de las ondas de voltaje y corriente tanto en el lado de la corriente alterna como en el lado de la corriente continua. En consecuencia, los armónicos se producen por la distorsión de las formas de onda del voltaje y la corriente. Los órdenes de los armónicos dependen de los números de pulsos de los convertidores [19].

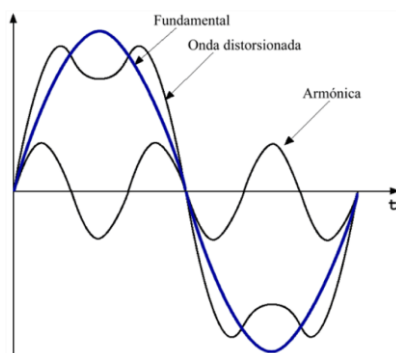


Figura 4. Distorsión armónica producida en una onda sinusoidal

2.2.2. Variaciones de tensión

Otro de los grandes problemas que surge de la progresiva implantación de generación distribuida a lo largo de la red de distribución, son las variaciones de tensión, que se manifiestan en forma de un ligero parpadeo y/o mal funcionamiento de equipos electrónicos sensibles, también conocidas con el término inglés “flicker”.

Estas variaciones de tensión se han convertido en un problema de calidad de la energía en los últimos años, ya que puede afectar al par de arranque, al deslizamiento, a la corriente de arranque y a la temperatura de funcionamiento, traduciéndose en un aumento de esta. Además, puede conducir a la sobrecarga de los generadores y motores, reduciendo la vida útil de los dispositivos electrónicos, incandescentes y fluorescentes [21].

Además, dado que el fenómeno de la variación del voltaje está relacionado con la fluctuación de la amplitud del voltaje, se ha estudiado que puede afectar a la percepción visual de la luz, lo que representa un problema de riesgo para la salud de las personas propensas a la epilepsia [22]. El parpadeo lumínico es causado por la interacción del equipo y el comportamiento dinámico de la máquina.

Según el estudio realizado en [23], basado en un modelo por ordenador de un sistema de potencia con unidades de generación distribuida, se pueden hacer las siguientes afirmaciones:

1. En caso de perturbaciones bruscas causadas por el encendido y apagado de una carga adicional en los nodos con unidades de generación distribuida no reguladas implementadas en generadores síncronos, se produce un ruido de parpadeo acompañado

por la fluctuación del voltaje y la frecuencia. Se descubrió que la regulación inadecuada de los reguladores de las unidades de generación distribuida puede causar también ruido de parpadeo.

2. Utilizando los algoritmos de predicción en un regulador de excitación automática perfectamente ajustado y en el regulador automático de velocidad de una turbina de unidad de generación distribuida, se elimina completamente el ruido de parpadeo y se mejora la calidad del control del voltaje y la frecuencia.

Además, tras una completa revisión de la literatura científica, se puede afirmar que los generadores eólicos provocan más variaciones de tensión que cualquier otro dispositivo de generación distribuida.

El control del factor de potencia fijo es el esquema de control convencional en el que el generador mantiene un factor de potencia fijo adelantado o retrasado a lo largo de todo el rango de operación, pero este método se ve limitado por algunas consideraciones operacionales, a menudo pasadas por alto.

2.2.3. *Inversión de los flujos de potencia*

Con la introducción de la Generación Distribuida aparecen flujos de potencia inversos, pasando la red de ser un sistema pasivo alimentando cargas a un sistema activo (donde los flujos de potencia y tensiones son determinados por generación y cargas). Incluso en los casos en que la potencia generada por estas instalaciones es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia sobrante es transferida al sistema de distribución, lo cual puede presentar problemas en los transformadores para regular la tensión del distribuidor y del sistema en su conjunto [3].

En condiciones normales, la energía fluye de un nivel de voltaje más alto a uno más bajo, como en la red convencional de energía pasiva desde la transmisión de alta tensión hasta la distribución de media tensión y baja tensión. Al igual que en la red de distribución activa, la variabilidad de la generación y las cargas de la energía fotovoltaica hará fluctuar los perfiles de tensión de las redes de generación distribuida [24].

Este flujo de potencia bidireccional debido a la generación de energía renovable requiere un mecanismo eficaz para gestionar el flujo de potencia en la red de distribución, con el objetivo de garantizar una correcta calidad del suministro eléctrico. El equilibrio entre la generación y la demanda es clave para lograrlo.

2.3. Criterios técnicos de Endesa Distribución Eléctrica

En [25] se indica la normativa que deben cumplir todas las instalaciones conectadas a la red de conexión que, además de establecer condiciones técnicas, garantizan el correcto funcionamiento de las mismas, su fiabilidad y eficiencia, proporcionan las garantías que deben reunir con el fin de preservar la seguridad tanto de las personas como de los bienes.

“Actualmente e-distribución está llevando a cabo un proceso de unificación de esta normativa parte de la cual ya está aprobada y publicada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, siendo su aplicación de obligado cumplimiento en todas sus zonas de distribución” [25].

En lo que al presente Proyecto se refiere, aplican las siguientes:

- NRZ101 EP: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generalidades. Tiene por objeto regular ciertos aspectos generales comunes a los que deben ajustarse las nuevas instalaciones privadas a conectar a las redes de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. así como a las empresas filiales de Endesa RED (en adelante denominadas EDE en su conjunto), con el fin de conseguir una mayor homogeneidad y normalización, de mejorar la seguridad de las personas, las instalaciones y el medio ambiente, así como la fiabilidad y calidad del servicio. También se aplicará a la reforma de las ya existentes. El ámbito de aplicación de estas EP serán las instalaciones privadas a conectar a la red de EDE de Alta (>36 kV), Media (≤ 36 kV y > 1 kV) y Baja Tensión (≤ 1 kV), (en adelante AT, MT y BT) tanto para consumidores como para generadores [25].
- NRZ102 EP: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Consumidores en Alta y Media Tensión. El objeto de dicha especificación es establecer las principales características que deberán cumplir los elementos indicados en la ITC-RAT-19 de las instalaciones privadas de consumo que se conecten a las redes de EDE. Todo ello con la finalidad de conseguir así una mayor estandarización en las redes, una mayor uniformidad de las prácticas de su explotación, así como la debida coordinación de aislamiento y protecciones y facilitar el control y vigilancia de dichas instalaciones de AT y MT de Consumo de energía eléctrica [25].
- NRZ104 EP: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en Alta y Media Tensión. El objeto de dicha especificación es establecer las principales características que deberán cumplir los elementos indicados en la ITC-RAT-19 de las instalaciones privadas de consumo que se conecten a las redes de EDE. Todo ello con la finalidad de conseguir así una mayor estandarización en las redes, una mayor uniformidad de las prácticas de su explotación, así como la debida coordinación de aislamiento y protecciones y facilitar el control y vigilancia de dichas instalaciones de AT y MT de Generación de energía eléctrica [25].
- NTPs de Andalucía: Normativas Técnicas Particulares. A fin de conseguir una mayor uniformidad en las redes, una mayor seguridad de las personas y las cosas, un incremento de la fiabilidad del servicio eléctrico, y una mayor eficacia en las reparaciones y conservación, se establecen las Normas Particulares, que tienen por objeto definir las características técnicas de obligado cumplimiento que deben reunir las instalaciones eléctricas, dentro del territorio andaluz [25].

2.4. Marco legal en España

A efectos de la realización del presente Trabajo, se han seguido las siguientes normativas legales vigentes en España:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [26].
- Ley 21/1992 de 16 de julio, de Industria [27].
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [28].
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT-01 a ITC-BT-52 [29].
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia [30].
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables [31].
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo [32].
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y sus Instrucciones Técnicas Complementarias [33].
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico [34].
- Real Decreto 1053/2014, por el que se aprueba la ITC-BT-52 “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos” [35].
- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad de los equipos eléctricos y electrónicos [36].
- Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre de 2001, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico [37].
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales [38].
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica [39].
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [40].
- CTE-DB-SI (Seguridad en caso de incendio).
- Orden ECO/797/2002.
- Reglamento Europeo de Productos de Construcción (UE) N° 305/2011.
- Ley 16/1985 de 25 de junio del Patrimonio Histórico.

3. Caso propuesto de estudio

3.1. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene por objeto el describir y justificar la instalación eléctrica de Baja Tensión para servicio a una residencia de alojamiento estable y aparcamientos objeto del presente proyecto para, una vez calculada la previsión de potencia, solicitar el acceso a la red de distribución de media tensión de la compañía distribuidora Endesa.

Se trata de un edificio formado por tres bloques, que cuenta con una planta sótano y cinco plantas sobre rasante, más cubierta. En el presente Trabajo de Fin de Grado se describirán las instalaciones proyectadas para el edificio, así como los cálculos necesarios para la solicitud de acceso a la red.

3.2. Características de la instalación

La instalación eléctrica prevista partirá desde el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT, en adelante), que se instalará en una sala aneja al Centro de Transformación. Dispondrá de un embarrado independiente para cada uno de los transformadores previstos, a uno de los cuales (Trafo N°2 - T2) se conectará la alimentación de un grupo electrógeno de 250 kVA, que atenderá a la demanda de los servicios esenciales de seguridad en caso de fallo de la alimentación a los transformadores.

Desde este CGBT se llevará a cabo la alimentación eléctrica a los siguientes cuadros de distribución, localizados en dos salas específicas de la planta sótano:

- Cuadro de Distribución de Servicios Generales (CDSG).
- Cuadro de Distribución de Equipamientos (CDEQ).

En lo que al garaje respecta, de acuerdo con la ITC-BT-28, por sus usos y ocupación, se considera de pública concurrencia, debiendo disponer de un suministro complementario para garantizar la continuidad del suministro a los servicios de seguridad.

Se han proyectado un total de 505 habitaciones con un consumo de potencia de 3250W cada una, alimentadas desde los cuadros eléctricos habilitados al efecto en cada planta. Además, todos los bloques disponen de zonas habilitadas para usos comunes. La totalidad de las características de la instalación se encuentran en el ANEXO 1 del presente proyecto.

A continuación, se muestra una tabla resumen de las diferentes zonas que componen el edificio.

Tabla 1. Distribución por plantas de las zonas que componen el edificio

Planta	Uso
Sótano	Zonas comunes Aparcamiento Office
Baja	Zonas comunes Almacén Gimnasio 34 Habitaciones Ascensor garaje
Primera	Zonas comunes 107 Habitaciones
Segunda	Zonas comunes 107 Habitaciones
Tercera	Zonas comunes 107 Habitaciones
Cuarta	Zonas comunes 107 Habitaciones Ascensores
Quinta	Zonas comunes 43 Habitaciones Ascensores
Cubierta	Equipos de A.C.S Equipos de climatización

Tal y como se indicó anteriormente, para dar servicio a los servicios esenciales del edificio en caso de fallo de los dos transformadores, se llevará a cabo la instalación de un grupo electrógeno insonorizado automático de potencia 250 kVA, marca Ingelec, modelo GEBMW250, o similar. Todos los detalles sobre el mismo y las conmutaciones que se ejecutarán en caso de emergencia se encuentran descritas en detalle en el ANEXO 1.

Se instalará también una batería de condensadores automática para corregir el factor de potencia en la instalación, situada en el cuarto técnico del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT).

Con la instalación de la batería de condensadores automática, se optimizará el dimensionamiento de la instalación eléctrica, reduciendo las pérdidas de potencia y caídas de tensión en las líneas.

Dicha batería de condensadores tendrá las siguientes características:

- Marca: Schneider Electric
- Modelo: SAH 200 kVAr 400V-50Hz con I.A. en cabecera
- Potencia reactiva: 200 kVAr
- Dimensiones: 1400*800*600 mm
- Peso: 320 kg.

El cálculo justificativo del dimensionamiento de la batería de condensadores seleccionada se encuentra en el capítulo 4 del presente proyecto.

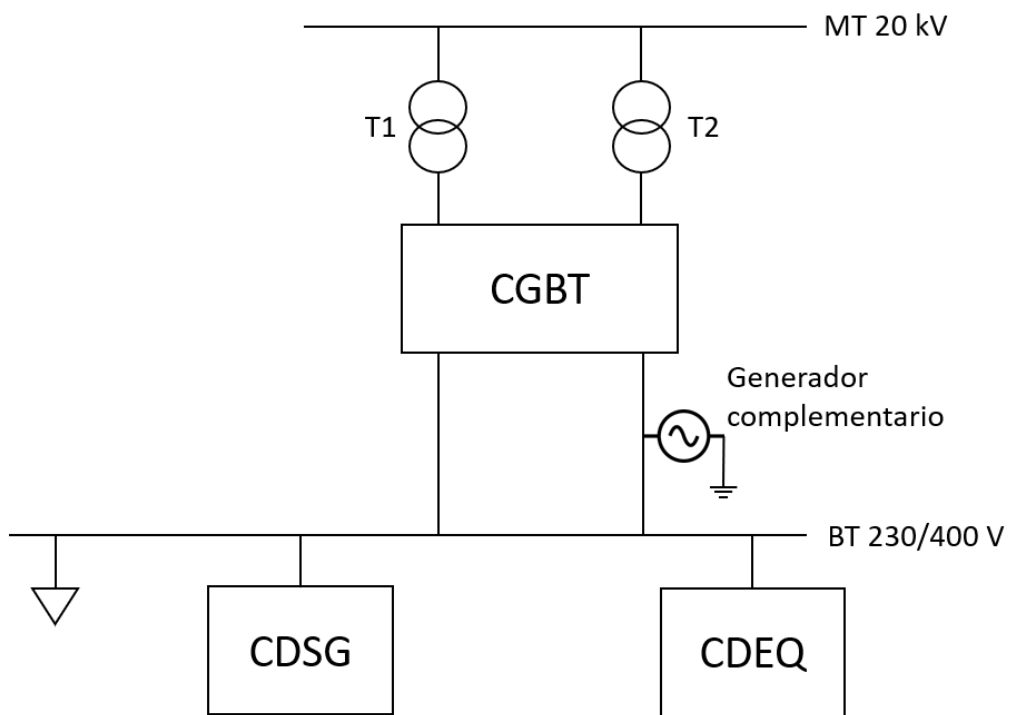


Figura 5. Esquema unifilar de la instalación con la red de distribución

3.3. Cálculo de la demanda de potencia

El primer paso para el diseño de una instalación eléctrica es conocer las diferentes cargas o receptores de la energía. De esta forma se podrá calcular la potencia necesaria y las intensidades que circularán por cada circuito, de forma que se podrán dimensionar los transformadores, cables, equipos de mando, maniobra y protección necesarios para la correcta operación de la instalación eléctrica [29].

La previsión de potencia necesaria para atender la demanda del edificio se ha realizado atendiendo a lo previsto en la instrucción ITC-BT-10 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, con el apoyo de otras Instrucciones Técnicas Complementarias del mismo Reglamento en función de las características de la instalación. Además, se ha seguido el Capítulo 1.5 de las Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de ENDESA DISTRIBUCIÓN, S.L.U, por ser esta la compañía distribuidora de la zona en la que se desarrolla el presente Proyecto.

Según se recoge en la ITC-BT-10 del REBT, la carga total correspondiente a un edificio destinado principalmente a viviendas resulta de la suma de la carga correspondiente al conjunto de viviendas, de los servicios generales del edificio, de la correspondiente a los locales comerciales y de los garajes que forman parte del mismo [41]. Esta suma de las potencias nominales de todos los receptores de la instalación se conoce como potencia instalada.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que todos los receptores no funcionan a su potencia nominal, ni lo hacen de forma simultánea, por lo que la potencia máxima que realmente se necesita es notablemente inferior a la instalada. Esta es la potencia realmente demandada, y hay que calcularla en función de los Factores de Utilización (F_U) y de Simultaneidad (F_S).

Dichos factores pueden definirse de la siguiente manera:

- El Factor de Utilización (F_U), es el factor medio de utilización de la potencia nominal del receptor, tal y como se expone en la ecuación 3.1. Este factor se debe aplicar de forma individual a cada receptor. En la ITC-BT-25 se especifican los factores de utilización en los circuitos de una vivienda [42].

$$F_U = \frac{P_d}{P_n} \leq 1 \quad \text{Eq. 3.1}$$

- El Factor de Simultaneidad (F_S) se aplica debido a que todos los receptores instalados no funcionan al mismo tiempo, y se aplica a un conjunto de receptores que están conectados a un mismo punto (cuadro de distribución).

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto, se puede obtener la potencia demandada en base a la siguiente ecuación:

$$P_D = P_{VIV} + P_{SG} + P_{LC} + P_{GARAJES} + P_{VE} \quad \text{Eq. 3.2}$$

Donde:

- P_{VIV} : Potencia del conjunto de viviendas.
- P_{SG} : Potencia de los servicios generales del edificio.
- P_{LC} : Potencia de los locales comerciales del edificio.
- $P_{GARAJES}$: Potencia de los garajes del edificio.
- P_{VE} : Potencia de los puntos de recarga de vehículos eléctricos.

A su vez, la fórmula para calcular la potencia de los servicios generales del edificio, que tienen un factor de simultaneidad igual a la unidad, consiste en la siguiente suma:

$$P_{SG} = P_A + P_{AE} + P_{CCyF} + P_{GP} + P_{AP} + P_{CEyEC} + P_{SEGE} \quad \text{Eq. 3.3}$$

Donde:

- P_{SG} : Potencia de los servicios generales.
- P_A : Potencia de los ascensores.
- P_{AE} : Potencia de los aparatos elevadores.
- P_{CCyF} : Potencia de los aparatos de calor y frío.
- P_{GP} : Potencia de los grupos de presión.
- P_{AP} : Potencia del alumbrado del portal.
- P_{CEyEC} : Potencia en cajas de escaleras y espacios comunes.
- P_{SEGE} : Potencia de los servicios eléctricos generales del edificio.

En el presente proyecto, utilizando el software Microsoft Excel, se ha realizado el cálculo de una forma dinámica teniendo en cuenta todas las consideraciones previas. Los resultados del cálculo se pueden encontrar en el capítulo 4 del presente proyecto. La carga total resultante del anterior cálculo, de acuerdo con los capítulos 2, 3 y 4 de la mencionada ITC, será la que hay que considerar en el cálculo de los conductores de las acometidas y será el valor de potencia con el que se debería solicitar el acceso a la red de distribución.

3.4. Instalación eléctrica con la red de distribución

Se disponen de dos líneas de alimentación eléctrica para alimentar el Cuadro General de Baja Tensión desde los dos transformadores de 800 kVA del Centro de Transformación, que se sitúan en sus inmediaciones.

Dado que de acuerdo con la ITC-BT-28, por sus usos y ocupación, el edificio se considera de pública concurrencia, éste debe disponer de un suministro complementario para garantizar la continuidad del suministro a los servicios de seguridad, el cual de acuerdo con el Artículo 10 del R.E.B.T., debe estar dimensionado para un mínimo del 25% de la potencia total correspondiente al suministro normal. Por este motivo, en el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT, en adelante), instalado en local habilitado al efecto en planta sótano, existirán dos embarrados, para cada uno de los dos transformadores y, de acuerdo con lo recogido en el R.E.B.T., se dotará a la instalación de los correspondientes dispositivos que impidan el acoplamiento entre el suministro normal y el complementario. Se ha previsto, además, una acometida específica, desde un grupo electrógeno situado en planta baja, que permitirá atender el consumo eléctrico de las instalaciones de esenciales de seguridad, en caso de fallo de los dos transformadores.

En la siguiente tabla se detallan las líneas de alimentación eléctrica al CGBT anteriormente descritas:

Tabla 2. Líneas de alimentación al CGBT

Origen	Línea de Alimentación al CGBT	Descripción	Sección y Tipo
C.T. (Trafo 1)	SNT1-CGBT	Suministro normal a Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) desde Transformador N°1 (T1) del C.T.	4x(3x240) mm ² RZ1-K(AS)
C.T. (Trafo 2)	SNT2-CGBT	Suministro normal a Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) desde Transformador N°2 (T2) del C.T.	4x(3x240) mm ² RZ1-K(AS)
C.T. (Trafo 3)	SE-CGBT	Suministro normal a Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) desde Transformador N°1 (T1) del C.T.	4x240+1x120 mm ² SZ1-K(AS+)

Las líneas de alimentación al CGBT discurrirán bajo canalización en bandejas por planta sótano, desde el Cuadro de Baja Tensión del Centro de Transformación, dejando prevista durante la construcción del edificio los huecos de paso necesarios, con sus correspondientes accesorios y elementos de fijación normalizados y cuyas dimensiones y características mecánicas se ajustarán a lo establecido en las ITC-BT-19-20-21.

3.4.1. Líneas generales de distribución

Son las líneas que unen el CGBT con los Cuadros Principales de Distribución y, desde estos, a los Cuadros Principales de planta. Los montantes de las líneas generales de distribución discurrirán por el interior de los conductos cerrados de obra de fábrica proyectados y construidos al efecto, en tanto que en la distribución horizontal lo harán en instalación aérea en techo mediante bandeja/tubo de PVC o empotrada en paramentos.

Estarán realizadas en conductores unipolares de cobre tipo RZ1-K (AS), y SZ1-K (AS+) para las líneas que alimentan a servicios de seguridad, en bandeja o bajo tubo de protección de PVC, cuyas características mecánicas se ajustarán a lo establecido en la ITC-BT-21.

4. Cálculos y simulaciones

4.1. Cálculo de la previsión de potencia

Tal y como se exponía en el apartado 3.3 del presente proyecto, a efectos del cálculo de la demanda de potencia real del edificio, se ha creado un fichero de Microsoft Excel en el que se aplican los factores de uso y simultaneidad, F_s y F_u , respectivamente. Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas:

- SUMINISTRO NORMAL:

Tabla 3. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Sótano

PLANTA SÓTANO	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAFO T1 (kW)	PREV. POT. TRAFO T2 (kW)
Zonas comunes	CPSOT	Tomas de Fuerza Planta Sótano	54,000	0,50	27,000			
		Recarga de Vehículos Eléctricos	21,600	0,50	10,800			
		Alumbrado Planta Sótano	9,439	0,50	4,720			
		Equipos Planta Sótano	18,560	0,70	12,992			
SUMA			55,512	0,80	-	44,409		
Equipamientos	CDEQ	Alumbrado Salas	0,320	1	0,320			
		Toma de Fuerza Salas	5,000	1	5,000			
		Equipos	96,550	1	96,550			
SUMA			101,870	0,70	-	71,309		
Office	CSLAV	Alumbrado Office	0,110	1	0,110			
		Tomas de Fuerza	3,500	0,60	2,100			
		Equipos	27,500	0,80	22,000			
SUMA			24,210	0,70	-	16,947		

Tabla 4. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Baja

PLANTA BAJA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAFO T1 (kW)	PREV. POT. TRAFO T2 (kW)
Zonas comunes	CPBAJ	Tomas de Fuerza Planta Baja	59,500	0,50	29,750			
		Alimentación a SAI	7,500	0,90	6,750			
		Control de Accesos	2,500	1,00	2,500			
		Alumbrado Zonas Comunes	9,406	0,80	7,525			
		Equipos	2,250	1,00	2,250			
SUMA			48,775	0,80	-	39,020		
Almacén	CSALM	Alumbrado	0,311	1	0,311			
		Tomas de Fuerza	7,500	0,80	6,000			
SUMA			6,311	0,70	-	4,418		
Gimnasio	CGIM	Alumbrado	1,770	0,50	0,885			
		Tomas de Fuerza	12,500	0,50	6,250			
SUMA			7,135	0,70	-	4,9945		
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CPB-B1	Alumbrado Zonas Comunes	1,565	1,00	1,565			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		34 Habitaciones	110,500	0,60	66,300			
		Rack Secundario P. Baja	2,500	1,00	2,500			
		Ascensor Garaje	5,500	1,00	5,500			
SUMA			77,115	0,80	-	61,692		

Tabla 5. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Primera

PLANTA PRIMERA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAF0 T1 (kW)	PREV. POT. TRAF0 T2 (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP1-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		43 Habitaciones	139,750	0,60	83,850			
		Rack Secundario P1*	2,500	1,00	2,500			
		SUMA			88,381	0,70		-
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP1-B2	Alumbrado Zonas Comunes	1,263	1,00	1,263			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		33 Habitaciones	107,250	0,60	64,350			
		Rack Secundario P. Baja	2,500	1,00	2,500			
		Rack Secundario P1*	2,500	1,00	2,500			
SUMA			71,863	0,70		-	50,304	
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP1-B3	Alumbrado Zonas Comunes	1,220	1,00	1,220			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		31 Habitaciones	100,750	0,60	60,450			
		Rack Secundario P. Baja	2,500	1,00	2,500			
		Rack Secundario P1*	2,500	1,00	2,500			
SUMA			67,920	0,70		47,544	-	

Tabla 6. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Segunda

PLANTA SEGUNDA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAF0 T1 (kW)	PREV. POT. TRAF0 T2 (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP2-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		43 Habitaciones	139,750	0,60	83,850			
		Rack Secundario P2*	2,500	1,00	2,500			
		SUMA			88,381	0,70		-
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP2-B2	Alumbrado Zonas Comunes	0,573	1,00	0,573			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		33 Habitaciones	107,250	0,60	64,350			
		Rack Secundario P2*	2,500	1,00	2,500			
		SUMA			68,673	0,70		-
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP2-B3	Alumbrado Zonas Comunes	0,530	1,00	0,530			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		31 Habitaciones	100,750	0,60	60,450			
		Rack Secundario P2*	2,500	1,00	2,500			
		SUMA			64,730	0,70		45,311

Tabla 7. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Tercera

PLANTA TERCERA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAF0 T1 (kW)	PREV. POT. TRAF0 T2 (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP3-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		43 Habitaciones	139,750	0,60	83,850			
		Rack Secundario P3*	2,500	1,00	2,500			
		SUMA			88,381	0,70		-
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP3-B2	Alumbrado Zonas Comunes	0,573	1,00	0,573			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		33 Habitaciones	107,250	0,60	64,350			
		Rack Secundario P3*	2,500	1,00	2,500			
		SUMA			68,673	0,70		-
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP3-B3	Alumbrado Zonas Comunes	0,530	1,00	0,530			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		31 Habitaciones	100,750	0,60	60,450			
		Rack Secundario P3*	2,500	1,00	2,500			
		SUMA			64,730	0,70		45,311

Tabla 8. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Cuarta

PLANTA CUARTA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAF0 T1 (kW)	PREV. POT. TRAF0 T2 (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP4-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		43 Habitaciones	139,750	0,60	83,850			
		Rack Secundario P4*	2,500	1,00	2,500			
			SUMA		88,381	0,70	-	61,867
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP4-B2	Alumbrado Zonas Comunes	0,573	1,00	0,573			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		33 Habitaciones	107,250	0,60	64,350			
		Rack Secundario P4*	2,500	1,00	2,500			
		Ascensor 1	7,000	1,00	7,000			
		Ascensor 2	7,000	1,00	7,000			
			SUMA		82,673	0,70	-	57,871
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP4-B3	Alumbrado Zonas Comunes	0,530	1,00	0,530			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		31 Habitaciones	100,750	0,60	60,450			
		Rack Secundario P4*	2,500	1,00	2,500			
		Ascensor 1	7,000	1,00	7,000			
		Ascensor 2	7,000	1,00	7,000			
			SUMA		78,730	0,70	55,111	-

Tabla 9. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Quinta

PLANTA QUINTA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAF0 T1 (kW)	PREV. POT. TRAF0 T2 (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP5-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,738	1,00	0,738			
		Tomas de Fuerza	2,500	0,50	1,250			
		43 Habitaciones	139,750	0,60	83,850			
		Rack Secundario P5*	2,500	1,00	2,500			
		Ascensor 1	7,000	1,00	7,000			
		Ascensor 2	7,000	1,00	7,000			
			SUMA		102,338	0,70	-	71,637

Tabla 10. Cálculo de la previsión de potencia del suministro normal en Planta Cubierta

PLANTA CUBIERTA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. TRAF0 T1 (kW)	PREV. POT. TRAF0 T2 (kW)
Bloque 1 - Climatización y A.C.S	CCUB-B1	Equipos de Climatización Bloque 1	225,716	0,70	158,001			
		Equipos de A.C.S Bloque 1	48,922	0,80	39,138			
			SUMA		197,139	0,62	122,226	-
Bloque 2 - Climatización y A.C.S	CCUB-B2	Equipos de Climatización Bloque 2	121,180	0,70	84,826			
		Equipos de A.C.S Bloque 2	29,466	0,80	23,573			
			SUMA		108,399	0,56	60,703	-
Bloque 3 - Climatización y A.C.S	CCUB-B3	Equipos de Climatización Bloque 3	109,180	0,70	76,426			
		Equipos de A.C.S Bloque 3	29,466	0,80	23,573			
			SUMA		99,999	0,63	62,999	-

• SUMINISTRO COMPLEMENTARIO:

Tabla 11. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Sótano

PLANTA SÓTANO	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. (kW)
Zonas comunes	CPSOT	Alumbrado Planta Sótano	9,439	0,50	4,720		
		Tomas de Fuerza	6,000	0,50	3,000		
		Equipos (Ventilación, Bombeo...)	18,560	1,00	18,560		
SUMA					26,280	1,00	26,280
Equipamientos	CDEQ	Alumbrado Salas	0,160	1,00	0,160		
		Toma de Fuerza Salas	2,500	1,00	2,500		
		Equipos (PCI, Ventilación garaje...)	90,550	1,00	90,550		
SUMA					93,210	1,00	93,210

Tabla 12. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Baja

PLANTA BAJA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. (kW)
Zonas comunes	CPBAJ CSALM	Almacén	6,311	1,00	6,311		
		Control de accesos	2,500	1,00	2,500		
		Alumbrazo Zonas Comunes	9,406	0,80	7,525		
		Equipos	2,250	1,00	2,250		
SUMA					18,586	1,00	18,586
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CPB-B1	Alumbrado Zonas Comunes	1,565	1	1,565		
		Rack Secundario P.Baja	2,500	1	2,500		
		Ascensor Garaje	5,500	1	5,500		
SUMA					9,565	1,00	9,565

Tabla 13. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Primera

PLANTA PRIMERA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP1-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781		
		Rack Secundario P1 ^a	2,500	1,00	2,500		
SUMA					3,281	1,00	3,281
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP1-B2	Alumbrado Zonas Comunes	1,263	1	1,263		
		Rack Secundario P. Baja	2,500	1	2,500		
		Rack Secundario P1 ^a	2,500	1	2,500		
SUMA					6,263	1,00	6,263
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP1-B3	Alumbrado Zonas Comunes	1,220	1	1,220		
		Rack Secundario P.Baja	2,500	1	2,500		
		Rack Secundario P.1 ^a	2,500	1	2,500		
SUMA					6,220	1,00	6,220

Tabla 14. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Segunda

PLANTA SEGUNDA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT	PREV. POT. (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP2-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781		
		Rack Secundario P2 ^a	2,500	1,00	2,500		
			SUMA		3,281	1,00	3,281
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP2-B2	Alumbrado Zonas Comunes	0,573	1,00	0,573		
		Rack Secundario P2 ^a	2,500	1,00	2,500		
			SUMA		3,073	1,00	3,073
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP2-B3	Alumbrado Zonas Comunes	0,530	1,00	0,530		
		Rack Secundario P2 ^a	2,500	1,00	2,500		
			SUMA		3,030	1,00	3,030

Tabla 15. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Tercera

PLANTA TERCERA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT	PREV. POT. (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP3-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781		
		Rack Secundario P3 ^a	2,500	1,00	2,500		
			SUMA		3,281	1,00	3,281
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP3-B2	Alumbrado Zonas Comunes	0,573	1,00	0,573		
		Rack Secundario P3 ^a	2,500	1,00	2,500		
			SUMA		3,073	1,00	3,073
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP3-B3	Alumbrado Zonas Comunes	0,530	1,00	0,530		
		Rack Secundario P3 ^a	2,500	1,00	2,500		
			SUMA		3,030	1,00	3,030

Tabla 16. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Cuarta

PLANTA CUARTA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT	PREV. POT. (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP4-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,781	1,00	0,781		
		Rack Secundario P4 ^a	2,500	1,00	2,500		
			SUMA		3,281	1,00	3,281
Bloque 2 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP4-B2	Alumbrado Zonas Comunes	0,573	1,00	0,573		
		Rack Secundario P.4 ^a	2,500	1,00	2,500		
		Ascensor 1	7,000	1,00	7,000		
		Ascensor 2	7,000	1,00	7,000		
			SUMA		17,073	1,00	17,073
Bloque 3 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP4-B3	Alumbrado Zonas Comunes	0,530	1,00	0,530		
		Rack Secundario P.4 ^a	2,500	1,00	2,500		
		Ascensor 1	7,000	1,00	7,000		
		Ascensor 2	7,000	1,00	7,000		
			SUMA		17,030	1,00	17,030

Tabla 17. Cálculo de la previsión de potencia del suministro complementario en Planta Quinta

PLANTA QUINTA	CUADRO	USO	POTENCIA (kW)	FACTOR USO	POTENCIA (kW)	FACTOR SIMULT.	PREV. POT. (kW)
Bloque 1 - Zonas Comunes y Habitaciones	CP5-B1	Alumbrado Zonas Comunes	0,738	1,00	0,738		
		Rack Secundario P.5*	2,500	1,00	2,500		
		Ascensor 1	7,000	1,00	7,000		
		Ascensor 2	7,000	1,00	7,000		
		SUMA			17,238	1,00	17,238

4.2. Cálculo de la batería de condensadores

Tal y como se describió en el capítulo anterior, se instalará una batería de condensadores automática para corregir el factor de potencia en la instalación, situado en el cuarto técnico del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT). A continuación, se detalla el cálculo justificativo del dimensionamiento de la batería de condensadores seleccionada:

Dada la instalación proyectada, se consideran como principales consumidores de energía reactiva los motores de los equipos de climatización de los cuadros de cubierta de cada bloque (CCUB-B1, CCUB-B2 y CCUB-B3), dado que en la iluminación diseñada no se contempla el uso de lámparas fluorescentes o de descarga. Otros receptores, como las placas de inducción de las habitaciones, de pequeña potencia, o pequeños motores de la instalación, también tendrán consumo de energía reactiva. En base a esta hipótesis, la potencia de la batería de condensadores a instalar se calcula a partir de la potencia activa del conjunto de la carga considerada como consumidora de energía reactiva (P_a en W), y su desfase con respecto a la tensión, antes de la compensación (φ) y después de la compensación (φ'). En las Figuras 2 y 3 se observa un esquema de la inserción de la batería de condensadores en la red y el efecto que provoca sobre el triángulo de potencia, respectivamente.

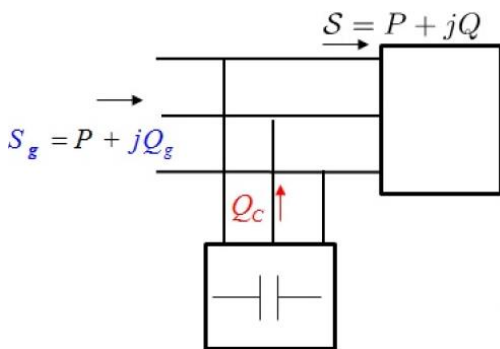


Figura 6. Esquema de funcionamiento de la batería de condensadores

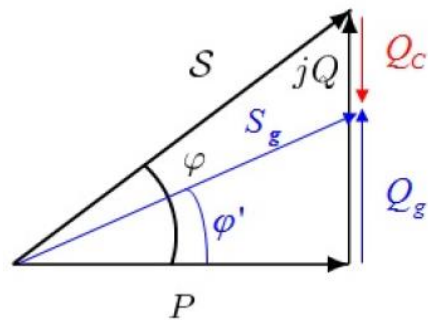


Figura 7. Efecto sobre el triángulo de potencia

Según lo anterior, la Potencia activa que consume energía reactiva (P_a), sería la siguiente:

- Equipos de climatización:
 - Cuadro de Cubierta CCUB-B1 = 197,139 kW
 - Cuadro de Cubierta CCUB-B2 = 108,399 kW
 - Cuadro de Cubierta CCUB-B3 = 99,999 kW

- Otros receptores de la instalación = 70,000 kW

TOTAL = 475,534 kW

El factor de potencia medio se calcula a partir de los factores de potencia de cada una de las cargas. En la Tabla 18 se recogen los valores del $\cos\varphi$ y de la $\tan\varphi$ más usuales.

Tabla 18. Valores de $\cos\varphi$ y $\tan\varphi$ de las cargas más usuales. Fuente: Schneider Electric

Tipo de carga		$\cos\varphi$	$\tan\varphi$
■ Motor de inducción común cargado al	0%	0,17	5,80
	25%	0,55	1,52
	50%	0,73	0,94
	75%	0,80	0,75
	100%	0,85	0,62
■ Lámparas incandescentes		1,0	0
■ Lámparas fluorescentes (no compensadas)		0,5	1,73
■ Lámparas fluorescentes (compensadas)		0,93	0,39
■ Lámparas de descarga		de 0,4 a 0,6	de 2,29 a 1,33
■ Hornos que utilizan elementos de resistencia		1,0	0
■ Hornos de calentamiento por inducción (compensados)		0,85	0,62
■ Hornos de calentamiento de tipo dieléctrico		0,85	0,62
■ Máquinas de soldar de tipo resistencia		de 0,8 a 0,9	de 0,75 a 0,48
■ Conjunto monofásico fijo de soldadura por arco		0,5	1,73
■ Conjunto generado por motor de soldadura por arco		de 0,7 a 0,9	de 1,02 a 0,48
■ Conjunto rectificador transformador de soldadura por arco		de 0,7 a 0,8	de 1,02 a 0,75
■ Horno de arco		0,8	0,75

Por lo tanto, los factores de potencia ($\cos\varphi$) de las cargas consideradas, sería el siguiente:

- Equipos de climatización (motores): 0,85
- Otros receptores de la instalación (equipos de inducción): 0,85

FACTOR DE POTENCIA MEDIO ($\cos\varphi$) = 0,85

Aplicando trigonometría sobre el triángulo de potencia de la Figura 7, se puede obtener la siguiente expresión:

$$Q_C = Q - Q_G = P \cdot \tan\varphi - P \cdot \tan\varphi' = P(\tan\varphi - \tan\varphi') \quad \text{Eq. 4.1}$$

Sustituyendo numéricamente, resulta lo siguiente:

$$Q_C = 475,534 \cdot (\tan(\arccos(0,85)) - \tan(\arccos(0,95)))$$

$$Q_C = 138,473 \text{ kVA}$$

Conocida la potencia reactiva de compensación necesaria, se escoge la batería de condensadores automática adecuada del catálogo de productos del fabricante seleccionado, en este caso Schneider Electric, con las siguientes características técnicas:

- Marca: Schneider Electric
- Modelo: SAH 200 kVAr 400V-50Hz con I.A. en cabecera
- Potencia reactiva: 200 kVAr
- Dimensiones: 1400*800*600 mm
- Peso: 320 kg.

4.3. Simulación de la conexión a la red de distribución

Una vez realizados todos los cálculos pertinentes, se debe solicitar el acceso a la red de distribución de la compañía distribuidora, que varía en función de la provincia en la que se desarrolle el proyecto. En este caso, se trata de Endesa Distribución Eléctrica. Los pasos detallados para realizar la solicitud se pueden encontrar en [43].

Una vez solicitado formalmente el acceso a la red, con el valor de la potencia demandada, la compañía distribuidora procede con un estudio de conexión para estudiar su viabilidad. A continuación, se realiza la simulación de dicha conexión para comprobar que se cumplen todos los criterios del Modelo de Fiabilidad de la distribuidora, que son:

- Variación de tensión máxima inferior al 7% sobre la tensión nominal de la red
- Carga máxima de la línea subterránea menor al 100% (110% si aérea)
- Situación de contingencia: Carga máxima de la línea subterránea de apoyo inferior al 100% (110% si aérea)

Para realizar dicha simulación se ha utilizado el software CYME, en su variante de distribución eléctrica, CYMDIST. Al ser el caso que nos ocupa un proyecto ficticio, se ha tomado al azar una red de la ciudad de Sevilla, y se estudiará la viabilidad en la misma. A continuación, se muestra el procedimiento seguido en los diferentes procesos de la simulación y de los resultados obtenidos.

En primer lugar, se muestra el C.T. elegido en un punto intermedio de la red para simular la conexión:



Figura 8. Esquema cartográfico de la red de MT seleccionada

Algunos datos nominales de interés del estado cero, o estado previo a la conexión de la carga, de la línea de media tensión:

Tabla 19. Datos nominales del sistema

Parámetro	Valor
Tensión nominal de la línea	20 kV
Intensidad en cabecera	105 A
Conductores que componen la línea	SUB-AL-3x150 mm ² SUB-AL-3x240 mm ²

El primer paso en la simulación es el de realizar una distribución de carga. Su finalidad es, como su propio nombre indica, distribuir la carga a lo largo de toda la línea o líneas con las que se está trabajando, es decir, asignar la potencia instalada correctamente a cada centro de distribución o transformación MT/BT. Este paso es fundamental a la hora de conocer el estado de saturación de los distintos tramos de la línea. Este análisis se ejecuta sin añadir el nuevo suministro, con la intención de repartir la carga en lo que se llama el estado inicial o estado 0 del estudio.

Una vez repartida la carga por la línea, se ejecuta un primer flujo de carga para conocer hacia dónde van los flujos de potencia, con el objetivo de detectar si existe alguna anomalía, no habiéndose detectado ninguna en el presente estudio, y habiendo obtenido los siguientes resultados:

Tabla 20. Datos del estado inicial de la simulación

Parámetro	Valor
Valor de tensión máximo	20,556 kV
Variación de tensión máxima	+2,78 %
Intensidad en barras de subestación	105,4 A
Carga de la línea máxima	28,1 %
Potencia instalada en el C.T. de conexión	451 kW

A continuación, se añade la carga que se quiere conectar al sistema. En el caso del proyecto, como se ha calculado en la previsión de potencia tras aplicar los factores correspondientes, el valor es de 1200 kW.

Una vez añadida dicha carga se vuelve a ejecutar otro flujo de carga, con el objetivo esta vez de compararlo con el primero y ver si se cumplen los criterios del Modelo de Fiabilidad de Endesa, anteriormente mencionados, establecidos para la saturación y las variaciones de tensión de la línea antes y después de la conexión de nuevos suministros. Si no cumple alguno de ellos, hay que buscar soluciones como cambio de secciones de conductores, cambio de configuración de la línea y, en último caso, introducción de una nueva línea desde el suministro hasta la subestación más cercana con capacidad.

Los resultados obtenidos tras ejecutar dicho flujo son los siguientes:

Tabla 21. Datos del estado final de la simulación

Parámetro	Valor
Valor de tensión máximo	20,484 kV
Variación de tensión máxima	+2,42 %
Intensidad en barras de subestación	145,8 A
Carga de la línea máxima	38,8 %
Potencia instalada en el C.T. de conexión	1651 kW

Por último, se debe ejecutar un análisis de una posible situación de contingencia, para la que se considera la situación más desfavorable posible, es decir, un fallo en barras de subestación que deje a toda la línea sin alimentación.

Para ello, al ser este un circuito mallado, se dispone de un interruptor automático en otra subestación, en la otra punta de la línea, con la que se podría alimentar temporalmente la línea a la que se ha solicitado el acceso.

Tras la simulación, se ha obtenido un valor de carga máximo en la línea de apoyo de 81,3%.

4.4. Conclusiones

A continuación, se presentan las principales conclusiones derivadas de la revisión científica realizada y de los resultados obtenidos en la simulación del proyecto ficticio.

Como se decía en la introducción del presente Trabajo, la reciente instalación en los últimos años de generación distribuida en el sistema eléctrico tiene un impacto considerable en la red de distribución. Son muchos los beneficios que aporta a la hora de estabilizar las tensiones si está bien distribuida a lo largo de la red, así como de aumentar la fiabilidad del sistema en lo que a interrupciones se refiere. Es por esto por lo que se concluye sabiendo que, siempre y cuando se cumplan unos criterios para su correcto funcionamiento, la generación con energía renovable distribuida es beneficiosa para la red.

Por otro lado, se puede observar del estudio realizado que se cumplen todos los criterios del Modelo de Fiabilidad que tiene como referencia la compañía distribuidora Endesa, por lo que debería ser aprobada la solicitud de conexión de la instalación eléctrica del presente proyecto. En caso de que así fuera, se ejecutaría una conexión mediante circuito simple al centro de transformación indicado, cumpliendo con los estándares de normalización de la compañía.

Referencias

- [1] S. Galbete, O. Alonso, and K. Simón, “¿Hacia un suministro eléctrico 100% renovable en España? Es posible,” *ERA Sol*. 196, 2017.
- [2] J. A. Galdón, I. Guaita, and B. Mari, “Análisis del sistema eléctrico español,” *Tec. Ind.*, no. 316, pp. 50–63, 2017, doi: 10.23800/8866.
- [3] E. Ramos, “La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación,” *Forseti Rev. Derecho*, vol. 8, no. 11, pp. 7–35, 2020, doi: 10.21678/forseti.v8i11.1255.
- [4] Á. Cámara and M. I. Martínez, “Hacia una economía baja en carbono: Objetivos para 2030 en energías renovables,” *Reg. Sect. Econ. Stud.*, vol. 17, no. 2, pp. 103–124, 2017.
- [5] R. Real-Calvo, A. Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, M. J. Gonzalez-Redondo, I. M. Moreno-Garcia, and E. J. Palacios-Garcia, “Sistema Electrónico Inteligente para el Control de la Interconexión entre Equipamiento de Generación Distribuida y la Red Eléctrica,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 14, no. 1, pp. 56–69, 2017, doi: 10.1016/j.riai.2016.11.002.
- [6] H. E. Brown, S. Suryanarayanan, and G. T. Heydt, “Some characteristics of emerging distribution systems considering the smart grid initiative,” *Electr. J.*, vol. 23, no. 5, pp. 64–75, 2010, doi: 10.1016/j.tej.2010.05.005.
- [7] Z. Zhao and B. Wu, “Probabilistic models towards optimal speculation of DFA applications,” *Parallel Archit. Compil. Tech. - Conf. Proceedings, PACT*, vol. 19, no. 2, p. 220, 2011, doi: 10.1109/PACT.2011.53.
- [8] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: Definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005, doi: 10.1016/j.enpol.2003.10.004.
- [9] CIRED, “Dispersed Generation, Preliminary report of CIRED working group WG04, June.,” 1999.
- [10] IEA, “Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets,” Paris, 2002.
- [11] J. Driesen and R. Belmans, “Distributed Generation : Challenges and Possible Solutions,” pp. 1–8, 2006.
- [12] N. John, V. Janamala, and J. Rodrigues, “Impact of Variable Distributed Generation on Distribution System Voltage Stability,” *2019 Int. Conf. Data Sci. Commun. IconDSC 2019*, pp. 1–5, 2019, doi: 10.1109/IconDSC.2019.8817028.
- [13] A. F. A. Kadir, A. Mohamed, and H. Shareef, “Harmonic Impact of Different Distributed Generation Units on Low Voltage Distribution System,” pp. 1201–1206, 2011.
- [14] H. Kuang, S. Li, and Z. Wu, “Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid,” pp. 170–173, 2011.
- [15] “Energías Renovables España Suelo Solar.” [Online]. Available: www.suelosolar.com.
- [16] T. E. McDermott and R. C. Dugan, “Distributed generation impact on reliability and power quality indices,” *Pap. - Rural Electr. Power Conf.*, pp. 1–10, 2002, doi:

- 10.1109/REPCON.2002.1002301.
- [17] J. C. Gomez, J. Vaschetti, C. Coyos, and C. Ibarlucea, "Distributed generation: Impact on protections and power quality," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 11, no. 1, pp. 460–465, 2013, doi: 10.1109/TLA.2013.6502846.
- [18] E. El-saadany, "The Effect of DG on Power Quality in a Deregulated Environment," pp. 1–8, 2004.
- [19] K. W. Louie, P. Wilson, R. A. Rivas, A. Wang, and P. Buchanan, "Discussion on Power System Harmonic Analysis in the Frequency Domain."
- [20] M. Sheikholeslamzadeh, N. Wrathall, S. Cress, and A. Hamlyn, "An improved harmonic contribution estimation using nonlinear optimization techniques," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015-September, no. 1, pp. 2–6, 2015, doi: 10.1109/PESGM.2015.7285882.
- [21] W. G. Morsi and M. E. El-Hawary, "Effect of distributed generation on voltage flicker in distributed systems: A case study," *Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, pp. 65–70, 2008, doi: 10.1109/CCECE.2008.4564497.
- [22] C. S. Wang and M. J. Devaney, "Incandescent lamp flicker mitigation and measurement," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 53, no. 4, pp. 1028–1034, 2004, doi: 10.1109/TIM.2004.831131.
- [23] Y. N. Bulatov, A. V. Kryukov, and K. V. Suslov, "Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation," *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, vol. 2018-May, pp. 1–4, 2018, doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378834.
- [24] C. H. Lo and N. Ansari, "Decentralized controls and communications for autonomous distribution networks in smart grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 66–77, 2013, doi: 10.1109/TSG.2012.2228282.
- [25] Endesa Distribución Eléctrica, "Estándares de Red." [Online]. Available: <https://www.edistribucion.com/es/conocenos/instalaciones-distribucion-red/materiales-electricos-normas.html>.
- [26] «BOE» núm. 310, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. 2013.
- [27] «BOE» núm. 176, *Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria*. 1992, p. BOE-A-1992-17363.
- [28] «BOE» núm. 310, *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*. 2000, p. 45988 a 46040.
- [29] «BOE» núm. 224, *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. 2002, p. 33084 a 33086.
- [30] «BOE» núm. 295, *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. 2011, p. 130033 a 130064.
- [31] «BOE» núm. 140, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. 2014, p. 43876 a 43978.
- [32] «BOE» núm. 243, *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. 2015, p. 94874 a 94917.

- [33] «BOE» núm. 224, *Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*. 2007, p. 37860 a 37875.
- [34] «BOE» núm. 148, *Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico*. 2001.
- [35] «BOE» núm. 316, *Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos”, del Reglamento electrotécnico para ba*. 2014, p. 107446 a 107481.
- [36] «BOE» núm. 113, *Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos*. 2016, p. 31015 a 31038.
- [37] «BOE» núm. 234, *Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones*. 2001.
- [38] «BOE» núm. 303, *Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales*. 2004, p. 41194 a 41255.
- [39] «BOE» núm. 312, *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*. 2013, p. 106594 a 106638.
- [40] «BOE» núm. 268, *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. 2001, p. 40618 a 40629.
- [41] «BOE» núm. 326, *ITC-BT-10. Previsión de cargas para suministros en baja tensión*. .
- [42] «BOE» núm. 326, *ITC-BT-25. Instalaciones interiores en viviendas. Número de circuitos y características*. .
- [43] Endesa Distribución Eléctrica, “El proceso de alta del suministro.” [Online]. Available: <https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/acometida-electrica.html>.

Anexo 1: Caracterización de la instalación.

1. Prescripciones generales para la instalación

La instalación eléctrica prevista partirá desde el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT, en adelante), que se instalará en una sala aneja al Centro de Transformación. Dispondrá de un embarrado independiente para cada uno de los transformadores previstos, a uno de los cuales (Trafo N°2 - T2) se conectará la alimentación de un grupo electrógeno de 250 kVA, que atenderá a la demanda de los servicios esenciales de seguridad en caso de fallo de la alimentación a los transformadores. De esta manera, se garantiza un suministro de reserva dimensionado para un mínimo del 25% de la potencia total correspondiente al suministro normal.

Se ha previsto asimismo un sistema manual de conmutación (según esquema unifilar del CGBT) para que en caso de fallo del Trafo N° 2, su embarrado - embarrado de servicios normales— pueda alimentarse alternativamente desde el Trafo N° 1.

Desde este CGBT se llevará a cabo la alimentación eléctrica a los siguientes cuadros de distribución, localizados en dos salas específicas de la planta sótano:

1. Cuadro de Distribución de Servicios Generales (CDSG)
2. Cuadro de Distribución de Equipamientos (CDEQ)

A su vez, cada uno de los cuadros de distribución anteriores alimentará a los siguientes cuadros principales y secundarios del edificio:

1. Desde el cuadro CDSG:
 - Cuadro de Zonas Comunes de Planta Sótano (CPSOT), que a su vez alimenta al Cuadro Secundario del Office (CSLAV).
 - Cuadro de Zonas Comunes de Planta Baja (CPBAJ), que a su vez alimenta al Cuadro Secundario de Almacén (CSALM).
 - Cuadro de Gimnasio y Spa (CGIM)
 - Cuadro de Planta Baja - Bloque 1 (CPB-B1).
 - Cuadro de Planta Primera - Bloque 1 (CP1-B1).
 - Cuadro de Planta Segunda - Bloque 1 (CP2-B1).
 - Cuadro de Planta Tercera - Bloque 1 (CP3-B1).
 - Cuadro de Planta Cuarta - Bloque 1 (CP4-B1).
 - Cuadro de Planta Quinta - Bloque 1 (CP5-B1).
 - Cuadro de Planta Primera - Bloque 2 (CP1-B2).
 - Cuadro de Planta Segunda - Bloque 2 (CP2-B2).
 - Cuadro de Planta Tercera - Bloque 2 (CP3-B2).
 - Cuadro de Planta Cuarta - Bloque 2 (CP4-B2).
 - Cuadro de Planta Primera - Bloque 3 (CP1-B3).
 - Cuadro de Planta Segunda - Bloque 3 (CP2-B3).
 - Cuadro de Planta Tercera - Bloque 3 (CP3-B3).

- Cuadro de Planta Cuarta - Bloque 3 (CP4-B3).
 - Cuadro de Planta Cubierta - Bloque 1 (CCUB-B1), que a su vez alimenta al Cuadro Secundario de A.C.S. del Bloque 1 (CSACS-B1)
 - Cuadro de Planta Cubierta - Bloque 2 (CCUB-B2), que a su vez alimenta al Cuadro Secundario de A.C.S. del Bloque 2 (CSACS-B2).
 - Cuadro de Planta Cubierta - Bloque 3 (CCUB-B3), que a su vez alimenta al Cuadro Secundario de A.C.S. del Bloque 3 (CSACS-B3).
- (*) De los cuadros de planta en cada bloque se alimentarán a los cuadros secundarios de las habitaciones correspondientes.

2. Desde el Cuadro CDEQ:

- Alumbrado y fuerza de Salas Técnicas.
- Cuadro de Piscina.
- Grupo de Presión de BIE's.
- Grupo de Presión de Rociadores.
- Grupo de Presión de Abastecimiento de Agua.
- Ventiladores de Extracción de Humos del Garaje (Planta Cubierta).
- Motores de Puertas de Accesos a Garaje.
- Extractor de Centro de Transformación.
- Centralita de CO.

Los cuadros serán en general de montaje superficial o empotrado, realizados en chapa de acero electrozincada con acabado exterior e interior con pintura epoxy-poliéster, con marco fijo, puerta transparente plena y cerradura de seguridad, y en su interior se instalará el aparillaje de mando y protección de las líneas de fuerza, alumbrado, y mando de la instalación. Estarán contruidos y conexonados de acuerdo con las normas UNE-EN-60439.1 y CEI 439.1, y todos los componentes de material plástico responderán a los requisitos de autoextinguibilidad a 960 °C de la norma CEI 695.2.1. Tendrán un grado de protección mínimo de IP-307. Los cuadros de superficie o exteriores serán metálicos modulares, con grado de protección IP-55. Los automáticos y diferenciales serán de tipo modular, y en cabecera de cada cuadro se instalará un analizador de redes.

En el interior de cada cuadro se dejará previsto un 30 % de espacio libre para futuras ampliaciones, y todo el aparillaje estará montado en posición fácilmente accesible, colocándose en el frente de cada elemento un rótulo indeleble para la rápida identificación de los diferentes circuitos.

Desde estos cuadros partirán las líneas de alimentación a los diferentes receptores y equipos de la instalación. Las líneas se realizarán con conductores de cobre y discurrirán en general bajo tubo de PVC, rígido cuando vaya en instalación aérea, y flexible cuando vaya empotrado. El diámetro de los tubos irá de acuerdo con lo establecido en la ITC-BT-26.

Los conductores irán identificados mediante cintas, anillas o fundas, de acuerdo con los colores indicados en la norma UNE y el REBT.

La instalación responderá en general a las siguientes prescripciones:

- La instalación de distribución en Baja Tensión se proyecta con cable con conductor de cobre de la sección apropiada con aislamiento a 1.000 V hasta cuadros y en distribución secundaria. En zonas comunes todos los cables proyectados estarán protegidos con aislamiento no propagador de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, según UNE 21.123 y 211.002 y según se indica en la ITC-BT-28 del REBT.

- Como sistema de canalizaciones se ha obtenido por:
 - a) Las líneas generales de distribución discurrirán mediante canalizaciones en bandejas adosadas a los techos de planta, a una altura mínima del suelo de 2,5 metros, desde el Cuadro de Baja Tensión del Centro de Transformación proyectado hasta el Cuadro General de Baja Tensión en planta sótano, para lo cual se preverá los huecos de paso necesarios durante la construcción, con sus correspondientes accesorios y elementos de fijación normalizados, cuyas características mecánicas se ajustarán a lo establecido en las ITC-BT-19-20-21.
 - b) Para los cables de distribución secundaria y terminal en zonas comunes, se emplearán generalmente tubos de PVC rígidos con conexiones estancas en las instalaciones vistas – en zonas con exigencias de estanqueidad –, y corrugados de doble capa grapeados o empotrados en techo o pared en el resto de espacios.
- Los circuitos de distribución serán del tipo 3F+N+T en distribución trifásica y F+N+T en monofásica.
- Los Cuadros Principales y Secundarios del edificio se situarán de forma que cualquier persona no autorizada no tenga acceso a los mismos. En estos cuadros se dispondrán los dispositivos de mando y protección para cada una de las líneas generales de distribución y las de alimentación directa a receptores correspondientes a la zona asignada. En cada uno de los interruptores del cuadro se colocará una placa indicadora del circuito al que pertenecen.
- Las zonas comunes se dotarán de tomas de corriente para la utilización de pequeña maquinaria de limpieza y operación conectadas a los circuitos de fuerza del cuadro de servicios correspondiente, con su protección diferencial y magnetotérmica. El alumbrado de las diferentes zonas dispondrá de protección separada de la de los circuitos de fuerza.
- El alumbrado se realizará con luminarias tipo LED de alta eficiencia energética, cuyo encendido en zonas comunes, escaleras y pasillos se llevará a cabo mediante detectores de presencia.
- Se proyecta el correspondiente alumbrado de emergencia y de seguridad (evacuación y antipánico) con equipos autónomos estancos o no; de esta forma se cumple lo prescrito en ITC-BT-28 capítulo 3 respecto a la alimentación del alumbrado de emergencia que debe ser “automática con corte breve”; y que cubren principalmente los espacios destacados en la ITC-BT-28 y en el apartado 2 de la Sección SU 4 del CTE:
 - a) Todo recinto cuya ocupación sea mayor que 100 personas;
 - b) Los recorridos desde todo origen de evacuación hasta el espacio exterior seguro, definidos en el Anejo A del DB SI.
 - c) Los aparcamientos cerrados o cubiertos cuya superficie construida exceda de 100 m², incluidos los pasillos y las escaleras que conduzcan hasta el exterior o hasta las zonas generales del edificio;
 - d) Los locales que alberguen equipos generales de las instalaciones de protección contra incendios y los de riesgo especial indicados en DB-SI 1;
 - e) Los aseos generales de planta en edificios de uso público;
 - f) Los lugares en los que se ubican cuadros de distribución o de accionamiento de la instalación de alumbrado de las zonas antes citadas;
 - g) Las señales de seguridad.
- Un conductor de tierra de 50 mm² tendido en malla bajo la cimentación del edificio y unido por soldadura aluminotérmica a las armaduras, con derivaciones para las conexiones del servicio eléctrico, garantizará la ausencia de peligro en caso de defecto.

2. Clasificación del garaje

De acuerdo con la ITC-BT-28, por sus usos y ocupación, el garaje del edificio se considera de pública concurrencia, debiendo disponer de un suministro complementario para garantizar la continuidad del suministro a los servicios de seguridad, el cual de acuerdo con el Artº 10 del R.E.B.T.

Este suministro debe estar dimensionado para un mínimo del 25% de la potencia total correspondiente al suministro normal, a efecto de lo cual se ha previsto una acometida específica, que permitirá atender el consumo eléctrico de las instalaciones de seguridad. Por este motivo, en el Cuadro General de Baja Tensión del edificio (CGBT), instalado en local habilitado al efecto en planta sótano, existirán dos embarrados: uno de suministro normal y otro de suministro complementario, y de acuerdo con lo recogido en el R.E.B.T., se dotará a la instalación de los correspondientes dispositivos que impidan el acoplamiento entre ambos suministros, normal y complementario (según esquema unifilar del CGBT).

La ITC-BT-29, en su Apartado 4.2, clasifica de forma genérica los garajes para aparcamiento de más de 5 vehículos como emplazamiento de Clase I, salvo que por parte del proyectista se pueda justificar que no existe el correspondiente riesgo, en aplicación de la Norma UNE-EN 60079-10.

Al objeto de realizar la clasificación de los emplazamientos atendiendo a la citada Norma, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones, tanto sobre los locales como las instalaciones:

- El garaje se sitúa a nivel bajo rasante, con aberturas directas al exterior en la puerta de acceso de vehículos para entrada de aire de ventilación.
- Se ha previsto una instalación de ventilación, con extracción forzada, y un caudal mínimo de ventilación de 120 l/s por plaza de aparcamiento. La instalación está formada por redes de extracción independientes por planta.
- El accionamiento de los extractores estará controlado automáticamente por un sistema de detección de monóxido de carbono, cumpliendo con los requerimientos técnicos de Documento Básico HS Salubridad - Sección HS 3 - del CTE.
- Las instalaciones están previstas para la evacuación de humos en caso de incendio de acuerdo con los requerimientos del Documento Básico SI Seguridad en caso de Incendio - Sección SI 3 - del CTE.
- Las canalizaciones eléctricas discurrirán íntegramente en instalación aérea, grapeada al forjado de techo, y todos los equipos y mecanismos eléctricos se situarán, como mínimo a 1,5 m. de altura.

En base a estos antecedentes, y en aplicación de la Norma UNE-EN 60079-10, tendríamos que los productos susceptibles de provocar la formación de atmósferas con riesgo de incendio o explosión son fundamentalmente las gasolinas y gasóleos utilizados como combustibles de los vehículos estacionados, cuyos vapores inflamables tienen una densidad superior a la del aire, por lo que se acumularían a nivel de suelo.

En lo que respecta a la definición del Grado de Escape, podemos considerar las posibles fuentes de escape asimilables a “válvulas, bridas, uniones y accesorios de tuberías donde no se esperan escapes de sustancias inflamables en funcionamiento normal”, de ahí que en aplicación de la Norma UNE-EN 60079-10 tendríamos un Grado de Escape Secundario.

En lo que respecta a las ventilaciones, podemos hacer las siguientes consideraciones:

- Disponibilidad de la ventilación: Buena, ya que, por las características de las instalaciones de ventilación previstas, sólo es de esperar algunas breves interrupciones en el funcionamiento de la misma, y estas serían poco frecuentes.
- Tipo de ventilación: Artificial. Mediante extractores y conductos, con evacuación de aire a cubierta.
- Grado de ventilación: Atendiendo al caudal de extracción, 120 l/s por plaza, y la disposición de las rejillas de extracción podemos considerar un grado de ventilación alto en las zonas superiores del garaje, y medio en las zonas bajas, próximas al suelo.

Es por ello, que de acuerdo con la Tabla B.1 de la Norma UNE-EN 60079-10 podemos considerar que por encima de 1,50 m. el emplazamiento es Zona No Peligrosa, en tanto debajo de esta altura consideramos el emplazamiento como peligroso Clase I Zona 2, y en la que por tanto no se instalarán elementos de Baja Tensión.

3. Otras prescripciones generales para la instalación

Las líneas generales de distribución a los embarrados de suministro normal de los cuadros estarán realizadas en conductores unipolares de cobre, tipo RZ1-K (AS), que discurrirán por los conductos de fábrica previstos al efecto, mientras que las líneas generales de distribución a los embarrados de suministro complementario de los cuadros, que alimenten directamente a servicios de seguridad, estarán realizadas en conductores unipolares de cobre, tipo SZ1-K (AS+), que discurrirán por los conductos de fábrica previstos. Los montantes de las líneas de distribución eléctrica discurrirán por el interior de los conductos cerrados de obra de fábrica proyectados y construidos al efecto, de las características recogidas en el R.E.B.T., en tanto que, en la distribución horizontal, lo harán en instalación aérea mediante bandejas de tapa de chapa perforada y embutida con tapa y bajo canalización de PVC. Las líneas serán de sección uniforme en todo su recorrido y sin empalmes, y para el cálculo de las mismas se han tenido en cuenta las intensidades admitidas por los cables según el R.E.B.T.

El Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) se situará en el local establecido al efecto en planta sótano, apoyado sobre zócalo de altura mínima 200 mm, alimentándose desde el mismo a los cuadros de distribución principales del edificio (CDSG y CDEQ), según esquemas unifilares, mediante líneas generales de distribución, realizadas en conductores unipolares de cobre, tipo RZ1-K (AS) o SZ1-(AS+) para los servicios de seguridad, que discurrirán por los conductos de fábrica previstos al efecto y las canalizaciones correspondientes.

Desde estos cuadros de distribución principales (CDSG y CDEQ), se dará servicio a las zonas y cuadros principales y secundarios especificados en el capítulo 5.1 anterior.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores mediante conexiones y/o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión; puede permitirse, asimismo, la utilización de bridas de conexión. Siempre deberán realizarse en el interior de cajas de empalme y/o de derivación.

Si se trata de conductores de varios alambres cableados, las conexiones se realizarán de forma que la corriente se reparta por todos los alambres componentes.

4. Líneas generales de distribución

Son las líneas que unen el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) con los Cuadros Principales de Distribución y, desde éstos, a los Cuadros Principales de planta. Los montantes de las líneas generales de distribución discurrirán por el interior de los conductos cerrados de obra de fábrica proyectados y construidos al efecto, en tanto que en la distribución horizontal lo harán en instalación aérea en techo mediante bandeja/tubo de PVC o empotrada en paramentos.

Estarán realizadas en conductores unipolares de cobre tipo RZ1-K (AS), y SZ1-K(AS+) para las líneas que alimentan a servicios de seguridad, en bandeja o bajo tubo de protección de PVC, cuyas características mecánicas se ajustarán a lo establecido en la ITC-BT-21.

5. Grupo electrógeno

Tal y como se indicó anteriormente, para dar servicio a los servicios esenciales del edificio en caso de fallo de los dos transformadores, se llevará a cabo la instalación de un grupo electrógeno insonorizado automático de potencia 250 kVA, marca Ingelec, modelo GEBMW250, o similar a aprobar por la Dirección Facultativa.

Estará formado por motor marca BAUDOIN, diésel de 6 cilindros, refrigerado por agua, con regulación electrónica, arranque eléctrico, y alternador trifásico, marca MECCALTE, con clase de aislamiento H, montado en bancada apropiada. Se incluye cuadro de conmutación automática CUCA 400, de 400A/4p, con conmutador motorizado, además de tubo de escape de gases y silencioso, Se realizará la puesta a tierra del grupo, mediante cableado de cobre de 50 mm², electrodos de cobre, arqueta de registro y puente de comprobación.

El escape de gases del grupo electrógeno, instalado en el local habilitado al efecto en planta baja, tendrá salida directa por la pared hacia la rampa de salida del aparcamiento, embocado hacia las aberturas directas de ventilación al exterior en la puerta de acceso de vehículos.

La puesta en funcionamiento de este grupo será totalmente automática, realizando la conmutación de redes, alimentando a los siguientes servicios esenciales de seguridad y otros:

- Sistemas de extracción/ventilación de garajes.
- Grupos de presión contraincendios (BIE's y rociadores).
- Control de detección de incendios y CO.
- Grupos de presión de abastecimiento de aguas.
- Bombeo de aguas residuales.
- Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI).
- Ascensores.
- Equipos de sobrepresión de vestíbulos y unidades interiores de ventilación.
- Motores de puertas de acceso a garajes.
- Racks principales de planta sótano y racks secundarios.
- Control de accesos.
- Alumbrado, tomas de fuerza y equipo extractor del Centro de Transformación.
- Alumbrado de zonas comunes de plantas.
- Campanas extractoras.

6. Instalación eléctrica de zonas comunes

6.1. Garaje de planta sótano

La instalación eléctrica que se proyecta en el garaje de planta sótano, que partirá desde el Cuadro Principal de planta sótano (CPSOT), se realizará con cable con conductor de cobre de la sección apropiada con aislamiento a 1.000 V hasta el Cuadro Principal de sótano y en distribución secundaria y terminal (en derivación a Cuadro Secundario de Office y sus circuitos de alimentación a luminarias y tomas de fuerza).

Por ser local de pública concurrencia, todos los cables proyectados estarán protegidos con aislamiento no propagador de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida según UNE 21.123 y 211.002 según se indica en ITC-BT-28 del REBT.

Las zonas comunes del garaje se dotarán de tomas de corriente para la utilización de pequeña maquinaria de limpieza y operación conectados a los circuitos de fuerza del Cuadro de planta sótano (CPSOT), y con su protección diferencial y magnetotérmica.

El alumbrado de las diferentes zonas se proyectará con protección separada de la de los circuitos de fuerza, y en el garaje, al ser zona de pública concurrencia, se proyectan con al menos tres circuitos con sistemas de protección independientes para así estar de acuerdo con el R.E.B.T. (ITC-BT-28 Capítulo 3), por la que un corte de corriente en una de las líneas no afecte a más de la tercera parte de las lámparas instaladas en el local. Se dispondrán de 4 zonas de encendido de iluminación en garaje, cuyas luminarias serán comandadas por sus respectivos detectores de movimiento, alimentados éstos eléctricamente mediante circuito independiente.

El mando de estas 4 zonas de alumbrado del garaje se realizará mediante los detectores de movimiento correspondientes, a efectos de lo cual en cada uno de los circuitos se instalará un contactor. Los detectores de movimiento para el encendido de los viales de circulación y plazas de aparcamientos se distribuyen por el garaje y sus accesos, en función de su alcance máximo, habiéndose previsto asimismo además la activación del encendido del alumbrado de las rampas de acceso mediante el contacto auxiliar del motor de apertura de las puertas del garaje.

El alumbrado de los cuartos técnicos se resuelve en general mediante el empleo de luminarias industriales estancas para lámparas tipo LED de 20 W.

En las escaleras de acceso al garaje del edificio el alumbrado se resuelve mediante puntos de luz en pared, con mando de encendido/apagado mediante detectores de movimiento. Para los vestíbulos de acceso al garaje se emplearán luminarias tipo downlight con lámparas LED, instalándose detectores de presencia para el encendido de las mismas.

Las líneas de distribución interior en el garaje partirán desde los cuadros principales de (CPSOT y CDEQ), y alimentarán a los diferentes receptores y equipos de la instalación, y se realizarán en general con conductores de cobre tipo RZ1-K (AS), salvo en la alimentación a servicios de seguridad que serán de tipo SZ1-K (AS+).

Las líneas discurrirán bajo tubo de PVC, rígido cuando vaya en instalación aérea, y flexible cuando vaya empotrado. En todos los casos, el diámetro de los tubos responderá al establecido en la ITC-BT-21.

Las secciones de los diferentes circuitos se han calculado de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de la misma sea menor del 3 % de la tensión nominal para el alumbrado y del 5 % para fuerza. Tendrán una sección mínima de 2,5 mm² para cables de fuerza y 1,5 mm² para cables de alumbrado.

Los conductores irán identificados mediante cintas, anillas o fundas, de acuerdo con los colores indicados en la norma UNE 21.086, y la ITC-BT-26. Todas las líneas o circuitos contarán

con cajas de empalme y derivación, las cuales se realizarán mediante clemas, bornas o regletas. Los mecanismos eléctricos serán de primera calidad, e irán fijados con tornillos roscados a las cajas. En el garaje se emplearán mecanismos estancos, que se situarán al menos a una distancia de 1,5 m. del suelo, coordinándose posteriormente en obra sus ubicaciones definitivas.

6.2. Infraestructura de recarga de Vehículos Eléctricos

En la previsión de potencia del edificio se ha contemplado atender la previsión de demanda reglamentaria para la infraestructura de la recarga de vehículos eléctricos, en el garaje de planta sótano. Se ha proyectado una instalación eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos, de acuerdo con el Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos».

La instalación constará de los sistemas y elementos de conducción de cables de cobre, mediante bandejas perforadas con tapa en garaje, de tres conductores de sección $3 \times 10 \text{ mm}^2$ y tipo RZ1-K (AS), desde el Cuadro Principal de planta sótano (CPSOT) hasta los puntos de recarga, con objeto de alimentar a las 4 estaciones de recarga a ubicar en las plazas individuales nº 107, 108, 109 y 110 del garaje mediante derivaciones a través de canalización bajo tubo de PVC desde el sistema de conducción de cables por bandeja, con longitudes inferiores a 20 m, de acuerdo con la ITC-BT-52. Se incluyen cajas de registro terminales de línea.

Además, se dejará espacio de reserva para la instalación de contadores, según lo establecido en la ITC BT-16, reservándose espacio para los dispositivos de protección contra sobreintensidades asociados al contador, bien sea con fusibles o con interruptor automático.

Los cuatro puntos de recarga estarán dotados cada uno de ellos con un equipo de recarga de vehículo eléctrico, marca SIMON Plug&Drive o equivalente aprobado por la Dirección Facultativa, formado por:

- Caja de recarga autónoma con envolvente IP54 e IK1.
- Toma monofásica SCHUKO modos 1 y 2 (230 V, 16A, 3,6kW) Modos 1 y 2, toma modo 3 tipo 2 (230 V, 32A, 7,2 kW).
- Identificación RFID Mifare para tarificación prepago, incluyendo kit de tarjetas RF-ID Mifare y grabador de tarjetas RF-ID Mifare para PC Sobremesa.
- Medidor de energía RS485 de categoría B con certificado MID (kWh).
- Controlador de carga modo 3 según EN 61851-1 con selector de potencia manual 6A-32A.
- Conector RJ45 para activación para la telegestión Modbus Ethernet.
- Programación horaria y gestión dinámica remota con límite de carga.
- Pilotos LED de estado de carga y de validación de usuario.

Los puntos de recarga serán de montaje en poste, válidos para cualquier tipo de vehículo eléctrico (2 y 4 ruedas), con las siguientes funciones y objetivos:

- a) Poder identificar, almacenar y explotar el consumo (kWh) realizado por cada estación de recarga de forma independiente, por parte del Gestor del Parking o de un Gestor de Cargas Externo.
- b) Permitir el acceso individualizado a través de una Tarjeta de identificación RF-ID, para cada estación de recarga de vehículos de forma independiente.
- c) Suministro de tarjetas RF-ID Mifare para la habilitación / deshabilitación de la solución de recarga y su eventual tarificación.

6.3. Cuadros de Servicios Comunes del edificio

Se ha previsto la sectorización de las zonas comunes del edificio en los diferentes cuadros relacionados en el capítulo 5.1 de la presente memoria.

Los Cuadros anteriores se dispondrán en las ubicaciones habilitados al efecto. Serán de montaje superficial o empotrado, con grado de protección mínimo IP-307 (para cuadros empotrados interiores) o IP-55 (para cuadros de superficie y de cubierta), y estarán realizados en chapa de acero electrozincada con acabado exterior e interior con pintura epoxy-poliéster, con marco fijo, puerta transparente plena y cerradura de seguridad. Estarán contruidos y conexionados de acuerdo con las normas UNE-EN-60439.1 y CEI 439.1, y todos los componentes de material plástico responderán a los requisitos de autoextinguibilidad a 960 °C de la norma CEI 695.2.1.

Las líneas de distribución interior partirán desde los cuadros, y alimentarán a los diferentes cuadros secundarios, receptores y equipos de la instalación, y se realizarán en general con conductores de cobre tipo RZ1-K (AS), salvo en la alimentación a equipos de servicios de seguridad, que serán del tipo SZ1-K (AS+).

Las líneas discurrirán en bandeja en trazados principales, y bajo tubo de PVC, rígido cuando vaya en instalación aérea, y flexible cuando vaya empotrado. En todos los casos, el diámetro de los tubos responderá al establecido en la ITC-BT-21.

Los conductores irán identificados mediante cintas, anillas o fundas, de acuerdo con los colores indicados en la norma UNE 21.086, y la ITC-BT-26. Todas las líneas o circuitos contarán con cajas de empalme y derivación, las cuales se realizarán mediante clemas, bornas o regletas. Los mecanismos eléctricos serán de primera calidad, e irán fijados con tornillos roscados a las cajas.

En el edificio, las cajas de derivación se instalarán a 20 cm. del techo, coordinándose posteriormente en obra su ubicación exacta.

El alumbrado de las zonas comunes del edificio se resuelve mediante luminarias de alta eficiencia tipo LED, con encendido manual o mediante detectores de presencia y movimiento, y con el grado de reproducción cromática y la temperatura de color adecuada a cada área.

Tal y como se establece en la Sección HE 3 del CTE, todas las zonas comunes dispondrán al menos de un sistema de encendido y apagado manual, cuando no disponga de otro sistema de control, no aceptándose los sistemas de encendido y apagado en cuadros eléctricos como único sistema de control. En general, las zonas comunes y de uso esporádico del edificio disponen de un control de encendido y apagado por sistema temporizado mediante detectores de movimiento y de presencia.

6.4. Red de tierras

El objeto de esta instalación es limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones, y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los equipos.

La puesta a tierra se realizará mediante una malla de conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección, enterrado en zanja a una profundidad no menor de 50 cm, y en caso necesario de picas de acero cobreado de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro enterradas en arquetas registrables, en número suficiente para garantizar una resistencia máxima de puesta a tierra de 20 ohmios.

Se prevé que las armaduras de pilares, así como las de soleras y muros armados del edificio, queden conectadas a la correspondiente malla de cable de cobre desnudo descrita con anterioridad a intervalos regulares.

Las uniones, empalmes y derivaciones de la malla de tierra se realizarán mediante soldadura aluminotérmica, ejecutándose la derivación entre los conductores del circuito de tierra y el módulo de bornas de las centralizaciones de contadores mediante conductor de cobre aislado de 50 mm² de sección. Dicha derivación se realizará en arqueta de conexión registrable, con puente de prueba para permitir la medida de la resistencia de la puesta a tierra.

Adicionalmente, dentro del sistema de puesta a tierra se han dispuesto arquetas y cajas de conexión registrables para facilitar el conexionado de las diferentes partes de la instalación a dicha red.

Desde el Cuadro General de Baja Tensión se distribuirá la tierra hasta los Cuadros Principales y Secundarios, mediante el conductor de puesta a tierra que forma parte de las líneas generales de distribución.

En ningún caso estará permitida la continuidad de la red de tierras a través de las partes metálicas. La continuidad del circuito se realizará por derivaciones del mismo. Se conectarán debidamente a tierra todo el sistema de tuberías, toda masa metálica importante y los elementos metálicos de los receptores, así como los cuadros eléctricos. Las luminarias, tomas de corriente y demás receptores se conectarán a las barras de tierra de su correspondiente cuadro mediante el conductor de puesta a tierra que forma parte de las alimentaciones – Conductor cobre, color amarillo-verde.

Debido a la importancia y seguridad que nos ofrece una perfecta toma de tierra, esta deberá ser obligatoriamente comprobada por el director de la Obra o Instalador Autorizado, en el momento de dar de alta la instalación para su puesta en marcha o en funcionamiento, y revisada periódicamente midiendo la misma y viendo si su valor es adecuado para no producirse tensiones elevadas con los peligros que pudiera ocasionar. A tal fin, en los cuadros se dispondrá de un punto de desconexión de las líneas de tierra, para de esta forma proceder a su medición.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.