

Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# Análisis y diseño del cableado eléctrico de los grupos electrógenos

**Titulación:** Ingeniería Industrial

**Alumno:** Juan Antonio Ros Martínez

**Director:** Francisco Javier Cánovas  
Rodríguez

Cartagena, 21 de Mayo de 2014



## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quería agradecer a mi tutor Francisco Javier Cánovas Rodríguez haberme dado la oportunidad de realizar con él este proyecto final de carrera, por la ayuda proporcionada y sobre todo por la amabilidad y la simpatía con la que me ha tratado durante todo este tiempo.

También agradecer el gran trato y ayuda recibida por mí tutora de las prácticas de empresa donde realicé el proyecto, Mariana Meroño, así como a todos los compañeros del departamento de Ingeniería de Himoinsa, los cuales han facilitado en todo momento mi adaptación y participación.

Quiero agradecer a mis padres, M<sup>a</sup> Paz y Cuco Ros, la confianza puesta en mí durante todos estos años, por haberme comprendido y apoyado en todo momento, sobre todo en los momentos difíciles donde los resultados deseados no se conseguían. Su cariño y dedicación, siempre pensando en lo mejor para mí y mi carrera, ha sido una gran motivación para conseguir el ansiado objetivo. A mi hermana por sus consejos y ánimos, y por último a mi abuela, ya que desde el principio de la carrera ha estado en mi mente el entrar a su casa y poder decirle “Abuela, ya soy Ingeniero”.

A mis compañeros de universidad, Fernando, Jesús, Pedro, Pablo y Alex, con los que las sacrificadas horas de trabajo y estudio se hacían siempre amenas y divertidas. Gracias a ellos, tantos años lejos de casa, los han convertido en recuerdos inolvidables. Conocerlos y convivir con ellos ha sido lo más satisfactorio de la carrera, haciéndome sentir muy afortunado de tenerlos de aquí en adelante como verdaderos amigos.

A mis amigos murcianos, porque siempre han confiado en mí y me han apoyado incondicionalmente. A pesar de la distancia y del escaso tiempo para vernos siempre han estado y sé que estarán ahí, porque los amigos verdaderos son para toda la vida.

Y por último a mi novia Cristina, porque desde que apareció en mi vida me ha hecho mejorar cada día en todos los sentidos. Conocerla supuso un antes y un después en la carrera, porque gracias a su incondicional apoyo, a su alegría y al “efecto Cristina”, han sido la mayor motivación para conseguir ser Ingeniero. La ilusión y felicidad que despierta en mí cada día ha sido y será la “gasolina” de mi vida.

A todos ellos, gracias



# Índice

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Necesidad y especificaciones .....	3
1.3. Objetivo del proyecto y amplitud del estudio.....	4
1.4. Método de trabajo.....	6
CAPÍTULO 2. PRINCIPIOS TEÓRICOS.....	9
2.1. Grupo electrógeno .....	9
2.1.1. Componentes.....	9
2.1.1.1. Motor de combustión interna .....	13
2.1.1.2. Alternador.....	16
2.1.1.3. Motor de arranque .....	21
2.1.1.4. Batería .....	26
2.1.2. Funcionamiento.....	34
2.1.3. Utilidad.....	37
2.2. Generalidades sobre conductores eléctricos .....	38
CAPÍTULO 3. DESARROLLO DEL TRABAJO.....	47
3.1. Sistema de arranque .....	49
3.1.1. Estudio y consideraciones .....	51
3.1.1.1. Comportamiento térmico de los conductores aéreos.....	51
3.1.1.1.1. Evaluación de la temperatura del conductor en régimen permanente.....	52
3.1.1.1.2. Evaluación de la temperatura del conductor en régimen transitorio.....	61
3.1.1.2. Intensidad de cortocircuito .....	68
3.1.1.3. Caída de tensión .....	69
3.1.2. Metodología .....	72
3.1.3. Resultados y discusión .....	80
3.2. Sistema de transmisión de potencia .....	86
3.2.1. Estudio y consideraciones .....	88
3.2.2. Metodología .....	101
3.2.2.1. Instalación de conductores unipolares espaciados al aire libre .....	102
3.2.2.2. Instalación de conductores unipolares en contacto al aire libre .....	104
3.2.2.3. Instalación de conductores aislados en conductos o tubos.....	109
3.2.2.4. Sección del conductor Neutro .....	115
3.2.3. Resultados y discusión .....	116
3.3. Sistema de protección.....	121
3.3.1. Estudio y consideraciones .....	122
3.3.2. Metodología .....	130
3.3.3. Resultados y discusión .....	132
CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES.....	135
CAPÍTULO 5. BIBLIOGRAFÍA.....	139
CAPÍTULO 6. ANEXOS.....	145



## Índice de figuras

Figura 1.1. Planta industrial de grupos electrógenos .....	2
Figura 1.2. Grupo electrógeno estático estándar gama pesada .....	5
Figura 2.1. Partes de un grupo electrógeno .....	10
Figura 2.2. Motor de combustión para grupo electrógeno .....	13
Figura 2.3. Etapas de un motor de combustión interna de 4 tiempos .....	14
Figura 2.4. Alternador convencional para grupo electrógeno .....	17
Figura 2.5. Componentes del alternador .....	18
Figura 2.6. Despiece de un rotor de zapatas polares .....	19
Figura 2.7. Polaridad de un rotor de zapatas polares .....	19
Figura 2.8. Estator principal o bobinas inducidas .....	19
Figura 2.9. Fases de arrollamiento en el núcleo circular de hierro .....	20
Figura 2.10. Acoplamiento entre núcleo de hierro y rotor de zapatas .....	20
Figura 2.11. Disposición de las bobinas en alternadores trifásicos.....	21
Figura 2.12. Motor de arranque convencional .....	22
Figura 2.13. Rendimiento nominal en función de la potencia del motor de arranque .....	24
Figura 2.14. Curvas características del motor de arranque .....	25
Figura 2.15. Partes y esquema eléctrico de un motor de arranque.....	26
Figura 2.16. Partes y configuración de una batería .....	29
Figura 2.17. Situación interna de una batería cargada .....	30
Figura 2.18. Proceso de descarga de una batería.....	30
Figura 2.19. Proceso de recarga de una batería.....	31
Figura 2.20. Conexión en paralelo de dos baterías .....	32
Figura 2.21. Conexión en serie de dos baterías.....	32
Figura 2.22. Conexión en serie-paralelo de cuatro baterías .....	33
Figura 2.23. Balance de energía en el grupo electrógeno .....	35
Figura 2.24. Grupos electrógenos para suministro de energía del túnel ferroviario del Gotardos .....	37
Figura 2.25. Grupos electrógenos de emergencia en el Aeropuerto del Tíbet .....	38
Figura 2.26. Conductor desnudo .....	39
Figura 2.27. Conductor aislado .....	39
Figura 2.28. Conductor eléctrico flexible clase K.....	40
Figura 2.29. Conductor eléctrico clase U .....	40
Figura 2.30. Conductor eléctrico clase R .....	40
Figura 2.31. Conductor unipolar .....	41
Figura 2.32. Conductor bipolar .....	41
Figura 2.33. Conductor tripolar.....	41
Figura 2.34. Conductor tetrapolar .....	41
Figura 2.35. Conductor pentapolar.....	41
Figura 2.36. Conductor multipolar.....	42
Figura 2.37. Partes de un cable eléctrico.....	42
Figura 3.1. Sistema de arranque grupo electrógeno gama pesada .....	50
Figura 3.2. Ciclo de arranque de un grupo electrógeno .....	51
Figura 3.3. Característica térmica de un conductor tras escalón de aumento de corriente .....	62
Figura 3.4. Característica térmica de un conductor tras escalón de descenso de corriente.....	64
Figura 3.5. Respuesta térmica del conductor ante escalones de corriente .....	65
Figura 3.6. Instrumentos de medidas de arranque de los grupos electrógenos .....	71
Figura 3.7. Intensidad de arranque grupo HFW-200-T5 a 20°C .....	75
Figura 3.8. Intensidad de arranque grupo HFW-45-T5 a 20°C .....	76
Figura 3.9. Velocidad de arranque a 22°C en función del tiempo .....	78
Figura 3.10. Velocidad de arranque a -19°C en función del tiempo.....	78
Figura 3.11. Gráfica arranque del grupo HFW-200 T5 intensidad vs tiempo .....	80

Figura 3.12. Gráfica arranque del grupo HFW-100 T5 intensidad vs tiempo .....	82
Figura 3.13. Gráfica arranque del grupo HMW-515 T5 intensidad vs tiempo .....	83
Figura 3.14. Gráfica arranque del grupo HMW-910 T5 intensidad vs tiempo .....	84
Figura 3.15. Gráfica intensidad de arranque grupo HFW-160-T5 (1) en función del tiempo .	85
Figura 3.16. Gráfica intensidad de arranque grupo HFW-160-T5 (2) en función del tiempo .	85
Figura 3.17. Gráfica comparación arranque fallido y normal grupo HHW-85-T5 .....	86
Figura 3.18. Sistemas de transmisión de potencia alternador-cuadro .....	87
Figura 3.19. Sistema de transmisión de potencia tipo G en grupo electrógeno .....	102
Figura 3.20. Sistema de transmisión de potencia tipo F en grupo electrógeno.....	105
Figura 3.21. Sistema de transmisión de potencia tipo B1 en grupo electrógeno .....	109
Figura 3.22. Comparativa curvas I vs S método simplificado y específico para circuitos trifásicos .....	111
Figura 3.23. Comparativa curvas I vs S método simplificado y específico para circuitos monofásicos.....	112
Figura 3.24. Instalación de cables no enterrados tipo B1.....	115
Figura 3.25. Disposición horizontal óptima de cables .....	120
Figura 3.26. Disposición en triángulo óptima de cables .....	120
Figura 3.27. Conexión accidental a tensión por defecto de aislamiento .....	123
Figura 3.28. Corrientes de defecto a tierra con y sin puesta a tierra .....	123
Figura 3.29. Esquema de distribución TN-S .....	124
Figura 3.30. Esquema TN-S y cuadro eléctrico con neutro puesto a tierra.....	125
Figura 3.31. Esquema IT con neutro distribuido.....	125
Figura 3.32. Esquema IT y cuadro eléctrico sin neutro a tierra .....	126
Figura 3.33. Esquema del circuito puesta a tierra .....	128
Figura 3.34. Puntos de puesta a tierra en el grupo electrógeno.....	130
Figura 3.35. Esquema del circuito de puesta a tierra de un grupo electrógeno.....	132
Figura 6.1. Estimación de la intensidad admisible del cable H01N2-D al 16,67% de uso ....	150

## Índice de tablas

Tabla 2.1. Caídas de tensión máximas admisibles en el motor de arranque .....	25
Tabla 2.2. Estimación de la capacidad según el voltaje en las baterías .....	27
Tabla 2.3. Conductividad de los materiales en función de la temperatura.....	39
Tabla 2.4. Clases conductores eléctricos.....	40
Tabla 3.1. Valores de las constantes empleadas en el cálculo del número de Nusselt .....	55
Tabla 3.2. Caída de tensión máxima admisible en el circuito de arranque .....	70
Tabla 3.3. Resistencia eléctrica máxima en el circuito de arranque .....	70
Tabla 3.4. Resistencia eléctrica de los componentes del sistema de arranque.....	70
Tabla 3.5. Características del sistema de arranque de los grupos de gama pesada .....	71
Tabla 3.6. Intensidad máxima admisible según indicaciones de fabricantes .....	74
Tabla 3.7. Características motor de arranque utilizado en las mediciones .....	75
Tabla 3.8. Estimación corriente de arranque en motores de corriente continua .....	76
Tabla 3.9. Intensidad de arranque motor de arranque 3 kW y 12 V .....	77
Tabla 3.10. Valores medios de las medidas de arranque en motor de 2,2 kW y 12 V.....	78
Tabla 3.11. Intensidad de arranque motor de arranque 2,2 kW y 12 V .....	79
Tabla 3.12. Intensidades máximas de cortocircuitos en kA para conductores de cobre .....	79
Tabla 3.13. Características sistema de arranque del grupo HFW-200 T5.....	80
Tabla 3.14. Características sistema de arranque del grupo HFW-100 T5.....	81
Tabla 3.15. Características sistema de arranque del grupo HMW-515 T5 .....	82
Tabla 3.16. Características sistema de arranque del grupo HMW-910 T5 .....	83
Tabla 3.17. Temperaturas máximas de funcionamiento según el tipo de aislamiento.....	90
Tabla 3.18. Intensidades admisibles (A) temperatura ambiente 40°C en el aire.....	91
Tabla 3.19. Tipos de instalación de cables no enterrados .....	92
Tabla 3.20. Factores de reducción por acoplamiento de varios circuitos. Método general .....	93
Tabla 3.21. Métodos de instalación de referencia.....	94
Tabla 3.22. Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C .....	95
Tabla 3.23. Factores reducción por agrupamiento de varios circuitos. Método específico .....	96
Tabla 3.24. Factores de reducción por agrupamiento de varios cables multiconductores .....	97
Tabla 3.25. Factores de reducción por agrupamiento de varios cables unipolares .....	98
Tabla 3.26. Factores de reducción para temperaturas ambiente diferentes a 30 °C .....	102
Tabla 3.27. Intensidades admisibles (A) conductores de cobre y EPR a 30 °C instalación G103	
Tabla 3.28. Intensidades (A) 3 conductores cargados de cobre y EPR a 30 °C instalación F 105	
Tabla 3.29. Intensidades (A) 2 conductores cargados de cobre y EPR a 30 °C instalación F 106	
Tabla 3.30. Factores agrupamiento para cables unipolares al aire, instalación F .....	107
Tabla 3.31. Factores agrupamiento para cables multiconductores al aire, instalación F .....	107
Tabla 3.32. Factores agrupamiento para cables unipolares al aire, instalación F .....	108
Tabla 3.33. Instalación de cables no enterrados tipo F .....	109
Tabla 3.34. Intensidades (A) 3 conductores cargados de cobre y EPR 30 °C instalación B1 110	
Tabla 3.35. Intensidades (A) 3 conductores cargados de cobre EPR 30 °C tipo B1 método simplificado.....	110
Tabla 3.36. Intensidad admisible estimada de 3 conductores cargados de cobre EPR a 30 °C instalación B1 .....	111
Tabla 3.37. Intensidades (A) 2 conductores cargados de cobre EPR a 30 °C instalación B1 112	
Tabla 3.38. Intensidad admisible estimada de 2 conductores cargados de cobre EPR a 30 °C instalación B1 .....	113
Tabla 3.39. Factores reducción para cables en el interior de tubos en contacto en posición horizontal, instalados al aire, formando una o varias capas .....	113
Tabla 3.40. Factores de reducción según el número de conductores cargados en el interior del tubo.....	114
Tabla 3.41. Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase [9].....	116

Tabla 3.42. Sección cables de potencia grupo HFW-200 T5 según tipo de instalación .....	117
Tabla 3.43. Sección cables de potencia grupo HMW-515 T5 según tipo de instalación.....	117
Tabla 3.44. Sección cables de potencia grupo HFW-350 T5 según tipo de instalación .....	118
Tabla 3.45. Sección cables de potencia grupo HMW-910 T5 según tipo de instalación.....	118
Tabla 3.46. Sección mínima de los conductores de protección .....	131
Tabla 3.47. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HFW-200 T5.....	132
Tabla 3.48. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HMW-515 T5 .....	133
Tabla 3.49. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HFW-350 T5.....	133
Tabla 3.50. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HMW-910 T5 .....	133
Tabla 6.1. Tipos y designación de cables eléctricos según UNE.....	146
Tabla 6.2. Comparativa de las propiedades de los principales materiales aislantes .....	147
Tabla 6.3. Características térmicas de los materiales aislantes .....	148
Tabla 6.4. Comparativa de las intensidades máximas de los distintos tipos de cables .....	149
Tabla 6.5. Intensidad máxima admisible para servicios repetidos del cable soldadura 25°C	149

# **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

En la actualidad, la energía eléctrica es un tipo de energía fundamental en el funcionamiento de cualquier país o región. La mayoría de los procesos productivos, servicios, edificios y empresas constructoras, entre otras, necesitan un abastecimiento permanente de energía eléctrica tanto en casos de emergencia, por cortes del suministro, o para el funcionamiento continuo del equipo en aquellos casos en que no se dispone de acoplamiento a la red o hay déficit de energía. Debido a esto, se necesitan medios de generación de energía eléctrica capaces de asegurarnos en todo momento nuestra demanda, siendo, el grupo electrógeno, el método de generación más usado por su fiabilidad y capacidad de respuesta inmediata.

## **1.1. Antecedentes**

Los grupos o equipos electrógenos han ido adquiriendo cada vez más importancia, debido a diversas razones. Una de ellas es el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, las posibles restricciones de suministros por parte de las empresas eléctricas y/o los posibles cortes de energía eléctrica, junto a las exigencias de contar con la continuidad del servicio eléctrico para el funcionamiento de los procesos que dependen de dicha energía.

Rubros tales como la minería, construcción, procesos industriales, servicios públicos, medios de comunicación, instituciones de educación superior, área de la salud, entre otras, han aumentado considerablemente la demanda de estos equipos, ya sea adquiriendo equipos y/o desarrollando etapas de mantenimiento preventivo de los ya existentes.

Se ha apreciado una clara evolución y desarrollo de los grupos electrógenos, diseñándose en la actualidad para ser utilizados como medio principal de producción de energía eléctrica o sólo en caso de emergencia, para prestar un servicio continuo y un servicio de gestión de carga en sectores industriales e inmobiliarios. Los avances más notables son en aspectos de arquitectura de motores, mayor fiabilidad en procesos continuos y ante la conexión cada día más frecuente de cargas electrónicas o no lineales, las que someten al equipo a sobreesfuerzos extras, como así también el mayor gasto de combustibles.

De igual forma se ha mejorado en el control de las emisiones de gases y material sólido (partículas), sin necesidad de reducir la potencia generada y en los sistemas de insonorización, reduciendo más aún los ruidos hacia el exterior y cumplir con la normativa correspondiente.

Donde más se ha apreciado esta evolución es en los sistemas de control automático, monitoreo y operación a distancia, incorporando sistemas de control inteligente, lo que optimiza la operación y control de los grupos electrógenos, y que también permite obtener información actualizada de distintos parámetros para un mantenimiento preventivo y con ello aumentar la vida útil del grupo electrógeno. Esta evolución se ha llevado a cabo sobre todo en la instalación eléctrica de los grupos electrógenos, siendo esta cada vez más compleja y cogiendo más protagonismo en el funcionamiento y mantenimiento de estos.

La instalación eléctrica en industrias y máquinas es una actividad de suma importancia ya que debe asegurar el correcto transporte y distribución de la energía eléctrica puesta en juego, con un costo mínimo, garantizando la operación óptima de la planta industrial o de la máquina sin paradas ni cortes por elevados consumos.



**Figura 1.1. Planta industrial de grupos electrógenos**

La funcionalidad de una instalación eléctrica constituye una premisa tanto en su diseño como en sus aspectos constructivos.

Para evitar cortes por elevados consumos y paradas de planta es recomendable utilizar materiales e insumos adecuados para cada aplicación en particular debiendo tener en cuenta los factores influyentes en los procesos, acotando así el riesgo de paradas o cortes, conservando la uniformidad del sistema.

Factores diversos como la alta temperatura, las vibraciones, los ambientes corrosivos, la humedad y los fenómenos interferentes y electromagnéticos, atentan contra la calidad y

disponibilidad del servicio de una instalación eléctrica poniendo en riesgo la calidad de producción de la planta, la integridad de una máquina y la seguridad del personal, con la consecuente pérdida de dinero, materia prima, calidad y confiabilidad del producto y de la Empresa.

Una instalación eléctrica además debe ser segura. No solo debe tener en cuenta la protección de personas y equipos, sino la correspondiente a los conductores y generadores que proveen de energía eléctrica a la instalación.

## **1.2.Necesidad y especificaciones**

Partiendo del año 1986, cuando España se incorporó a la Comunidad Económica Europea, las labores de normalización pasaron de ser responsabilidad de un organismo público (IRANOR) a uno privado (AENOR). Se crearon los primeros 24 comités técnicos de normalización, en su mayoría traspaso de las actividades técnicas de IRANOR, y se partió de un cuerpo normativo de 7810 normas, también heredado de aquel organismo. Un año más tarde, AENOR asumía la representación de España ante los organismos europeos (CEN, CENELEC y ETSI) e internacionales (ISO e IEC).

Actualmente, son más de 200 los comités técnicos de normalización en los que participan cerca de 6000 expertos. Asegurando que todos los procesos técnicos con mayores o menores responsabilidades, estén controlados y acotados, asegurando la seguridad en todos ellos.

Debido a esto, cuando se quiere realizar cualquier tipo de instalación industrial, como otras muchas cosas, lo primero que se debe hacer es llevar a cabo un proceso de búsqueda e investigación de las normativas relacionadas, puesto que son de obligado cumplimiento.

En relación con los grupos electrógenos existen numerosas normas relacionadas, pudiendo encontrar información en normativas UNE y en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ya que se va a realizar el estudio en grupos electrógenos con tensiones nominales inferiores a 1000 V. En capítulos posteriores, se analizarán las normativas más influyentes.

El motivo principal del presente proyecto, nace, curiosamente, por un vacío, a nivel normativo, de un tramo del cableado eléctrico del grupo electrógeno, existiendo la necesidad de aclarar y justificar, por petición de una empresa dedicada a la fabricación de generadores, Himoinsa S.L., los métodos utilizados para su correcto dimensionamiento. En concreto, este vacío corresponde con el cableado eléctrico del motor de arranque con las baterías, mediante

el cual, el grupo electrógeno puede arrancar y funcionar en modo isla, es decir, aislado de la red de distribución eléctrica. Esta ausencia de normativas sobre este tramo en concreto ha sido confirmada por el Ministerio de Industria, Energía y Minas de la Región de Murcia.

Existen también numerosas dudas, en el sector energético, sobre el conocimiento y uso de las normativas dedicadas al dimensionado de los cables eléctricos, en función de numerosos parámetros como son la temperatura ambiente o el tipo de instalación, entre otros. En este proyecto, se va a intentar explicar y aclarar el uso de las normativas, asegurando así el correcto dimensionado de los cables eléctricos en los grupos electrógenos e intentando satisfacer las peticiones realizadas por la empresa solicitante.

### **1.3. Objetivo del proyecto y amplitud del estudio**

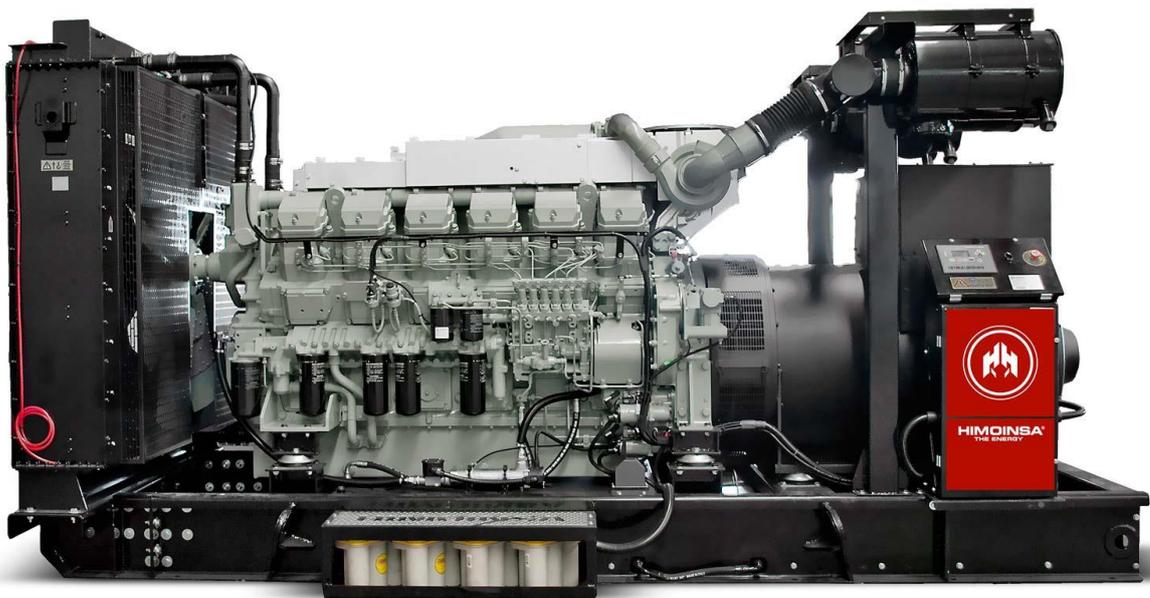
Los objetivos del Proyecto son, por un lado, analizar, por petición de la empresa Himoinsa S.L., el sistema de arranque de los grupos electrógenos, realizando un estudio del cableado de arranque mediante la recopilación y valoración de la escasa información dada por los fabricantes de las componentes que forman el sistema, junto con la toma de datos mediante aparatos de medida, para diseñar con precisión los cables que realizan la puesta en marcha de los generadores asegurando su funcionamiento; por otro lado, buscar e interpretar la normativa vigente para cada uno de los posibles métodos de instalación de los cables eléctricos que transfieren la energía generada al cliente, certificando su óptimo estado de funcionamiento y minimizando las pérdidas; y finalmente, asegurar el sistema de protección del generador y ajustar el tamaño de los cables eléctricos que lo forman, bajo cumplimiento de la normativa vigente en función del sistema de puesta a tierra utilizado. Mediante el presente proyecto se dejará constancia, con el apoyo de normativa, cálculos y pruebas justificativas, del estudio específico de las secciones y características generales de la instalación, aclarando y solucionando la duda existente en dicha empresa, la cuál fue el motivo principal de la realización del proyecto, acerca de los posibles cables sobredimensionados.

En términos generales, una empresa dedicada a la fabricación de grupos electrógenos, adquiere ciertos elementos a empresas especializadas en la fabricación de los mismos, como puede ser el motor de combustión interna o el alternador. Otros, en cambio, son de fabricación propia, como los cuadros de maniobra y/o potencia. Estos aspectos pueden variar de unas empresas a otras, pero lo que todas tienen en común es su labor principal, que es ensamblar todas las partes que forman el grupo electrógeno adecuadamente, ajustándolo a las

necesidades del cliente y asegurando un óptimo funcionamiento. Esta unión consta de dos partes principales, uniones mecánicas y uniones eléctricas.

Analizando el proceso de montaje, partiendo ya unidos físicamente todos los elementos que forman el grupo electrógeno, vamos a ver los pasos a seguir para llevar a cabo la instalación eléctrica que se estudia en el presente proyecto.

La empresa de grupos electrógenos adquiere un motor de combustión interna y un alternador acordes a las necesidades del cliente que lo solicita. Estos son los dos elementos principales del grupo, los cuales vienen con sus fichas técnicas correspondientes dadas por los proveedores. Estas fichas técnicas nos dan las características detalladas de estos elementos, así como posibles recomendaciones.



**Figura 1.2. Grupo electrógeno estático estándar gama pesada**

En cuanto al sistema de arranque, formado por el motor de arranque, baterías y cables eléctricos, el criterio para seleccionar una batería de un determinado amperaje viene definido por la potencia del motor de arranque, el cual como hemos comentado es el encargado de poner en marcha el motor, requiriendo una corriente la cual debe entregar la batería. No obstante, la mayoría de motores que se montan en los grupos electrógenos ya traen incluidos los motores de arranque capaces de arrancarlos y por tanto, en las fichas técnicas que entregan

los fabricantes de los motores, recomiendan el uso de baterías con un determinado amperaje, mediante las cuales ellos te aseguran que el motor eléctrico va a tener la corriente que necesita y, por tanto, que el grupo va a arrancar sin problemas.

Así pues, teniendo el motor de arranque y la batería seleccionada, nos quedaría por seleccionar la instalación eléctrica que ensamble estos elementos, es decir, los cables eléctricos que transporten la energía solicitada por el motor de arranque, siendo entregada por las baterías. Es este punto el que ofrece más dudas, puesto que son varios elementos y factores los que interactúan en este tramo, no estando claro ni por normativa ni por experiencia el criterio de dimensionamiento a seguir, siendo el principal objeto del estudio realizado, junto con el resto de cableado eléctrico del grupo electrógeno.

Otro tramo de estudio e interés serían los cables de potencia que transfieren la energía eléctrica, generada en el alternador, al cuadro de potencia, donde el cliente obtendrá la energía que demandaba.

Y por último, el sistema de conexión a tierra, asegurando las protecciones contra contactos directos e indirectos, cumpliendo los requisitos de seguridad establecidos por las normativas correspondientes.

## **1.4. Método de trabajo**

El proyecto contempla, el análisis del cableado eléctrico de los grupos electrógenos de la empresa Himoina S.L., en especial del sistema de arranque de los generadores, junto con el sistema de transferencia de la energía eléctrica generada y el sistema de protección eléctrica. Asegurando, mediante el estudio y análisis de la normativa, o bien, en el caso de ausencia de normativa, por medio de la toma de datos y planteamiento de soluciones, la mayor eficiencia y el funcionamiento adecuado de los sistemas de arranque, transferencia y protección de los grupos electrógenos, evitando así posibles sobredimensionamientos y dejando constancia de ellos, mediante el presente estudio específico, ante posibles discrepancias con los clientes.

En primer lugar se realizará un análisis de las componentes del grupo electrógeno que tienen una influencia directa en el cableado eléctrico, para ello se estudiará con detalle las características y el funcionamiento del grupo electrógeno, alternador, motor de combustión, baterías, motor de arranque y cables eléctricos.

Posteriormente se llevará a cabo una búsqueda e interpretación de la normativa vigente, mediante la cual se podrán justificar los criterios de selección de las dimensiones de los cables, en función de los métodos de instalación y de los tipos de protección posibles, en el sistema de transferencia de la energía y en el sistema de protección.

Una vez analizado lo anteriormente expuesto, con motivo de la ausencia de normativa aplicable, se procederá al estudio del sistema de arranque. Para ello se realizará una búsqueda, valoración y recopilación de información de estudios relacionados y de instrucciones técnicas entregadas por fabricantes de las componentes del sistema. Se llevarán a cabo mediciones, mediante la instrumentación apropiada, para analizar con la mayor precisión el arranque de los generadores, ajustando el planteamiento a los valores reales tomados.

Finalmente, se planteará los procedimientos a seguir para el cálculo de la sección óptima de los cables eléctricos, recomendando, para el sistema de transferencia de la potencia eléctrica y el sistema de protección, el método de instalación o protección más eficiente, justificándolo, para cada uno de los casos, por medio de la normativa; y para el sistema de arranque, se diseñará una solución, considerando las recomendaciones de los fabricantes, la información recopilada y los planteamientos realizados. Solución comprobada y asegurada por los datos obtenidos en las medidas realizadas, para cada una de las posibles configuraciones de los grupos electrógenos.



## **CAPÍTULO 2. PRINCIPIOS TEÓRICOS**

Para realizar el estudio completo de la instalación eléctrica de los grupos electrógenos, previamente se debe comprender la composición y el comportamiento de cada una de las partes que forman el generador, analizando en detalle las características específicas de los elementos más influyentes en el comportamiento del cableado eléctrico, al igual que de los propios cables eléctricos.

Se analizará la aplicación o finalidad del uso de los grupos electrógenos, pudiendo conocer con exactitud las condiciones necesarias para su funcionamiento deseado, así como de cada uno de los sistemas mencionados anteriormente, objeto del proyecto, para, finalmente, poder diseñar cada la instalación eléctrica de cada uno de los tres sistemas descritos, con la máxima eficiencia y fiabilidad.

### **2.1. Grupo electrógeno**

El término “grupo electrógeno” se refiere a un conjunto de máquinas rotativas, eléctricas y de combustión, acopladas mediante un eje mecánico, en las que se produce una doble conversión de energía: de térmica a mecánica y de mecánica a electromagnética. Los grupos electrógenos tienen, como característica más destacada, la capacidad de funcionar en modo isla, es decir, aislado de la red eléctrica, siendo de gran utilidad en situaciones en las que no se disponga de acceso a dicha red eléctrica, bien por fallos en la red o por la ausencia de las instalaciones eléctricas necesarias.

#### **2.1.1. Componentes**

En la actualidad, existe una gran variedad de grupos electrógenos de muchos tamaños y potencias, con todo de tipo de componentes que mejoran su funcionamiento o su manejo. Para conocer las componentes básicas que incorporan los generados se va a emplear un grupo electrógeno de gran tamaño Figura 2.1, pudiendo apreciar cada elemento con mayor facilidad.

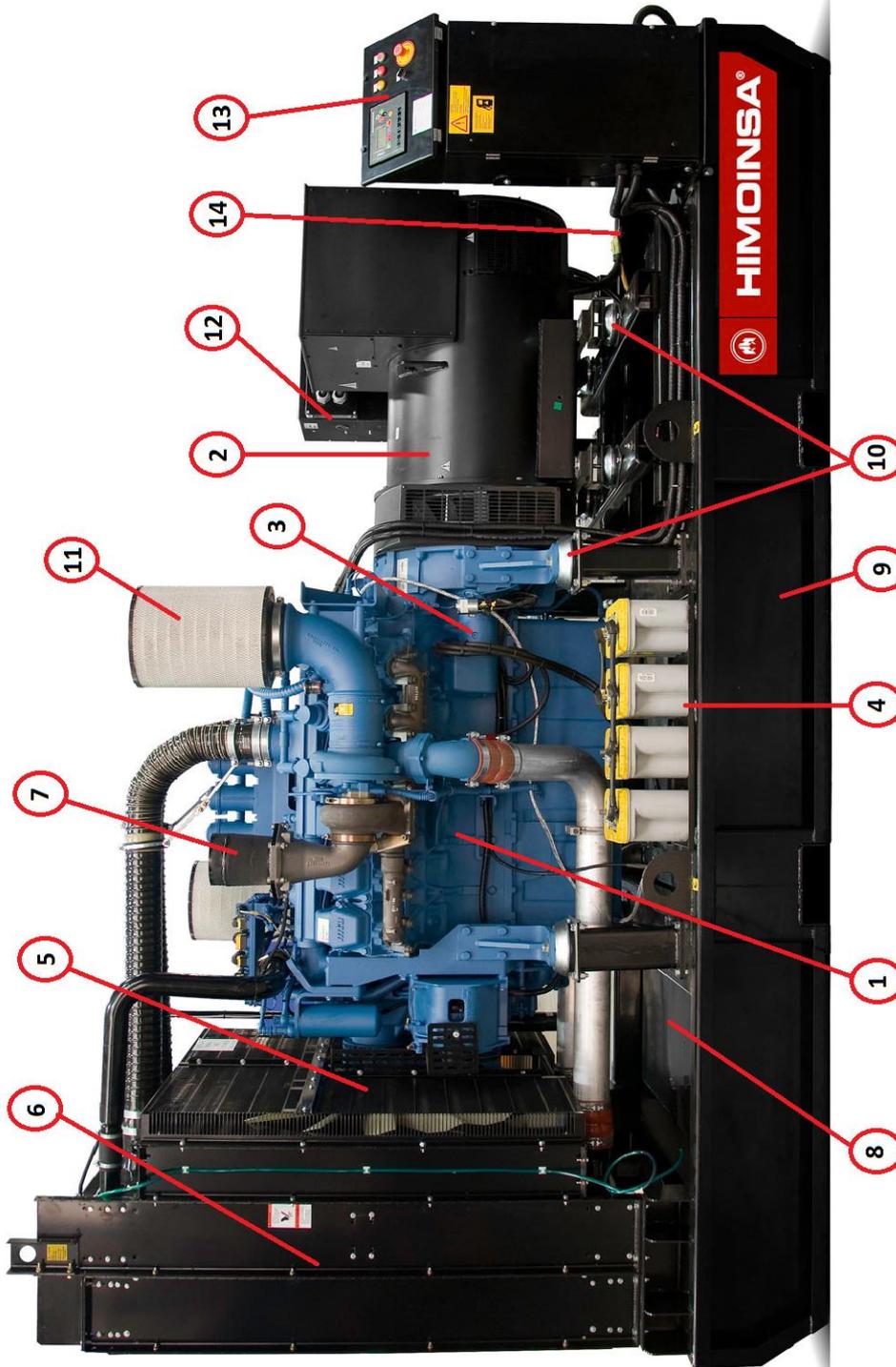


Figura 2.1. Partes de un grupo electrógeno

- |                        |               |                            |                          |                       |
|------------------------|---------------|----------------------------|--------------------------|-----------------------|
| 1. Motor de combustión | 4. Baterías   | 7. Silenciador*            | 10. Antivibratorios      | 13. Cuadro de control |
| 2. Alternador          | 5. Ventilador | 8. Depósito de combustible | 11. Filtro de aire       | 14. Conexión a tierra |
| 3. Motor de arranque   | 6. Radiador   | 9. Bancada                 | 12. Cuadro de protección |                       |

1. MOTOR -El motor representa la fuente de energía mecánica para que el alternador gire y genere electricidad. Existe dos tipos de motores: motores de gasolina y de gasoil (diésel), siendo, generalmente, los motores diésel son los más utilizados en los grupos electrógenos por sus prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas. Funcionan con un ciclo diésel a 4 tiempos, de inyección directa de aspiración natural, turboalimentados y/o postenfriados. La disposición de los cilindros depende del modelo de motor, puede ser en línea o en V. El tipo de refrigeración del motor es agua.

2. ALTERNADOR -La energía eléctrica de salida se produce por medio de un alternador con eje horizontal, síncrono sin escobillas, autoexcitado y autorregulado, acoplado con precisión al motor, el cual generará una corriente alterna mediante inducción electromagnética. El alternador dispone de un regulador automático de tensión; este regulador incorpora potenciómetros para adaptar el funcionamiento a las diversas condiciones de utilización del grupo.

3. MOTOR DE ARRANQUE -Transforma la energía eléctrica suministrada por las baterías en energía mecánica, transmitiéndosela al motor de combustión, realizando la función de arranque del motor. Es un motor eléctrico de corriente continua, normalmente con excitación en serie, con la capacidad de acoplarse y desacoplarse del eje del motor de combustión, ofreciendo un elevado par de arranque gracias al reductor, lo que implica una gran aceleración, con un peso y volumen bastante bajos.

4. BATERÍAS DE ARRANQUE -Dispositivo que almacena energía química para ser liberada después en forma de energía eléctrica en el momento de poner en marcha el motor del vehículo, estando diseñada para fuertes descargas de energía eléctrica en poco tiempo. Es un proceso reversible, ya que el cargador de batería (alternador de bajo tamaño) se encargará de ir suministrando energía eléctrica a las baterías, mientras está el generador en marcha, transformándose de nuevo en energía química, evitando su descarga.

5. VENTILADOR -Elemento fundamental del sistema de refrigeración del grupo electrógeno. Se encargará de mover el aire que refrigerará el generador y el radiador, siendo fundamental para el funcionamiento del grupo electrógeno.

6. RADIADOR -Intercambiador de calor, de agua o aire, donde se hará pasar el aire de salida del motor de combustión, enfriado por el aire que entra del exterior, gracias a la acción del ventilador, volviendo a entrar en la cámara de combustión del motor con menor temperatura,

aumentando la potencia del motor. Este proceso de enfriamiento también se puede realizar con agua, enfriando las paredes de los tubos de escape y admisión del motor de combustión, realizando la misma función que antes.

7. SILENCIADOR –Elemento cilíndrico colocado en la salida del motor reduciendo la emisión de ruido del grupo. El silenciador, o silencioso de escape, no aparece en la imagen por que suele ser un opcional, pero iría entre el tubo de escape del motor y la salida a la atmósfera de los gases de combustión.

8. DEPÓSITO DE COMBUSTIBLE –Normalmente situado en la base o bancada del grupo, por aprovechamiento de espacio. Mediante una bomba de trasiego se conducirá al interior del motor.

9. BANCADA –Estructura de chapa plegada de rigidez adecuada que sostiene el grupo electrógeno, actuando de base o soporte de todos los elementos que lo forman.

10. ANTIVIBRATORIOS -Soportes elásticos, conocidos como silenblocks, realizando el acoplamiento entre los elementos principales del grupo y la bancada, eliminando la transmisión de las vibraciones sobre la misma.

11. FILTRO DE AIRE –Se encargará de eliminar impurezas del aire que se incluirá con el carburador en el proceso de combustión, aumentando el rendimiento del motor y la vida útil de este en gran medida.

12. CUADRO DE PROTECCIÓN -Incorpora el interruptor de potencia, cuando este no está incluido en el propio grupo. Puede realizar asimismo otras funciones de protección además de sobreintensidad o baja tensión.

13. CUADRO DE CONTROL Y MANIOBRA - Gestiona el arranque y la parada del grupo electrógeno, vigila el estado de las alarmas, y gestiona el estado de los interruptores o contactores de transferencia.

14. CONEXIÓN A TIERRA –Conexión equipotencial de las masas del grupo electrógeno, fundamental para el funcionamiento correcto del sistema de protección ante contactos indirectos.

### 2.1.1.1. Motor de combustión interna

El motor de combustión interna es la reconocida bestia de carga de la segunda mitad del siglo XX, y conserva ese papel en el nuevo milenio. Básicamente, un motor de combustión interna convierte su fuente de combustible en movimientos mecánicos por medio de sus partes internas móviles. A medida que el aire del exterior se mezcla con el combustible dentro del motor, estas partes encienden la mezcla de aire y combustible para crear una explosión interna controlada (combustión) dentro las cavidades conocidas como cilindros.



**Figura 2.2. Motor de combustión para grupo electrógeno**

Aunque existen muchas variantes del motor de combustión interna, el que se utiliza con más frecuencia en los sistemas generadores de reserva es el motor de 4 tiempos. Se lo denomina de 4 tiempos porque el ciclo de combustión se completa en cuatro etapas. Estas etapas incluyen la toma de la mezcla de aire y combustible, la compresión de esa mezcla, la combustión o explosión y el escape. Por lo general, al motor de los generadores se lo denomina motor principal.

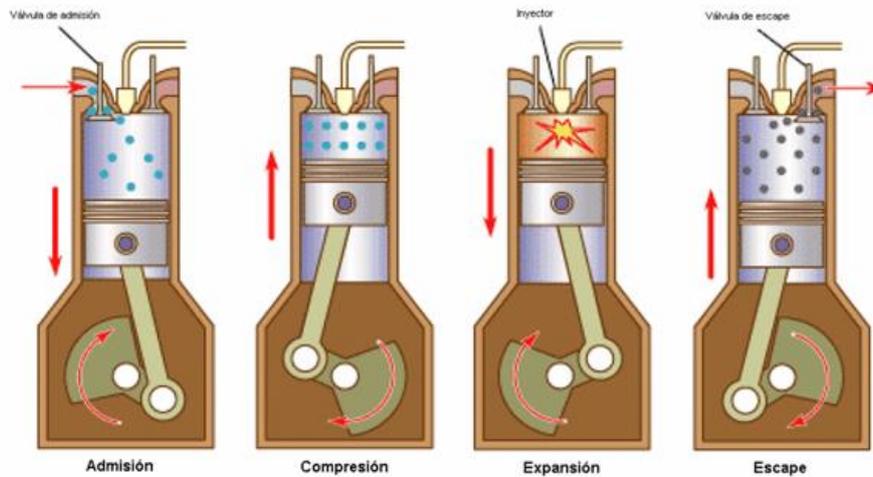


Figura 2.3. Etapas de un motor de combustión interna de 4 tiempos

A continuación se describen los atributos básicos relacionados con el motor principal:

- **COMBUSTIBLE**

En los motores de combustión interna se utilizan cuatro tipos principales de combustible. Estos incluyen el gas-oil (diésel), el gas natural, el gas licuado de petróleo (GLP) y la gasolina. La elección del tipo de combustible que se utilizará depende de ciertas variables, como el almacenamiento, el costo y la accesibilidad. La mayoría de motores empleados en la actualidad en los grupos electrógenos son de gasoil, por sus prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas.

- **ESCAPE, EMISIONES Y RUIDO**

El escape del sistema generador es un aspecto significativo en lo que se refiere a la contaminación del aire y por ruido. Aunque el concepto de atenuación del ruido y canalización del aire extraído es sencillo, los temas relacionados con el medio ambiente y las normativas no lo son. La Asociación de Sistemas de Generación de Electricidad (EGSA) es una organización mundial que brinda abundante información sobre las emisiones y otros factores relacionados con los generadores de reserva. Las leyes de protección del medio ambiente, los permisos de construcción y vida útil de los generadores varían en gran medida de acuerdo con el lugar.

Otro aspecto sujeto a la aceptación de las autoridades jurisdiccionales es el de la contaminación por ruido. Las ordenanzas locales sobre la contaminación por ruido, por lo general, ponen este tema en contexto con el mayor ruido de fondo registrado observable durante un período de 24 horas. Por lo general, los silenciadores de escapes se dividen en

industriales, residenciales y críticos. Estos últimos brindan el mayor nivel de reducción de sonido. La vibración mecánica también contribuye al nivel de ruido general y a la percepción del ruido de los ocupantes de las áreas circundantes. Existen técnicas de montaje y aislamiento para minimizar este problema.

- **REFRIGERACIÓN**

La mayoría de los motores principales para aplicación en generadores se refrigeran con un sistema de refrigeración con radiador, similar al de un automóvil. Se utiliza un ventilador para mover aire suficiente sobre el radiador y así mantener una temperatura moderada del motor. El calor desperdiciado se extrae desde el radiador al exterior por medio de una red de conductos con la misma superficie en corte transversal que la pantalla del radiador. Se necesita un mantenimiento riguroso del sistema de refrigeración para que opere en forma confiable. Para obtener un rendimiento aceptable, se deben controlar en forma exhaustiva las mangueras de refrigerante, el nivel de refrigerante, el funcionamiento de la bomba de agua y el anticongelante.

- **LUBRICACIÓN**

Los motores de 4 tiempos modernos utilizan sistemas de filtros de pleno caudal, que bombean el aceite lubricante a través de filtros de montaje externo para evitar que las partículas o los elementos contaminantes perjudiciales dañen las partes o los rodamientos móviles. Se utilizan depósitos de aceite compensatorios para mantener el correcto nivel de aceite y refrigeradores de aceite externos para que ayuden a prevenir interrupciones en la lubricación debido a altas temperaturas.

- **FILTRO DE AIRE Y DE COMBUSTIBLE**

El aire y el combustible son elementos clave para que el motor principal opere de forma confiable. Es fundamental que se siga un correcto programa de mantenimiento. Un sistema que incluye líneas y filtros de combustible redundantes dobles presenta un beneficio significativo en aplicaciones de misión crítica en las que se debe dar soporte a grandes autonomías. Esto se debe a que se pueden aislar y cambiar las líneas y los filtros de combustible mientras el motor sigue funcionando. La falta de repuestos para filtros y otros “insumos” puede derivar en tiempo de inactividad.

El monitoreo proactivo de estos filtros se realiza por medio de indicadores de presión diferenciales. Estos indicadores muestran la diferencia de presión en las distintas partes de un filtro o entre dos líneas de combustible durante el funcionamiento del motor. Cuando se los aplica a los filtros de aire, estos dispositivos de monitoreo proactivo se denominan indicadores de restricción del filtro de aire. Tales dispositivos indican visualmente la necesidad de reemplazar un filtro de aire seco mientras el motor del generador está en funcionamiento.

- **MOTOR DE ARRANQUE**

El sistema de arranque es uno de los sistemas más importantes para que se utilice el generador de manera exitosa. La mayoría de estos sistemas utiliza un motor de arranque que opera con baterías, como en las aplicaciones de la industria automotriz, aunque también existen alternativas neumáticas o hidráulicas en los motores principales más pesados. Sin duda, el sistema de baterías es el elemento clave del motor de arranque convencional.

Los calentadores del bloque del motor también contribuyen al índice de éxito en la puesta en marcha al reducir las fuerzas de fricción que debe vencer el motor de arranque cuando se activa. Diversos estudios demostraron que las fallas en la puesta en marcha son la causa principal de las fallas en el sistema generador.

El mantenimiento y el diseño son partes clave para lograr un índice de éxito aceptable en el arranque de los sistemas generadores. Esto se analizará con mayor detalle en apartados posteriores, puesto que el motor de arranque es uno de los elementos principales en el estudio realizado en el presente proyecto.

### **2.1.1.2. Alternador**

La función del alternador consiste en convertir la energía mecánica proveniente del motor principal en corriente alterna. Este proceso es similar al del alternador de un automóvil. Sin embargo, el alternador de un automóvil, por lo general, se maneja con una correa, mientras que el de un generador se maneja con el eje principal del motor principal. Se puede armar un alternador muy sencillo con una bobina de alambre y un imán. La electricidad se produce cuando la bobina de alambre se mueve a través del campo magnético que producen los polos positivo y negativo del imán. También podría moverse el campo magnético mientras el alambre permanece inmóvil. Es obvio que un alternador de este tipo produce una cantidad

muy pequeña de electricidad, pero se basa en los mismos principios eléctricos que los grandes alternadores que se utilizan en los generadores, como el de la Figura 2.4.



**Figura 2.4. Alternador convencional para grupo electrógeno**

A lo largo de los años, se mejoraron ciertas características de los componentes de los alternadores para aumentar su eficiencia, capacidad y confiabilidad. A continuación, detallaremos cada una de estas características.

A modo general, el generador es de eje horizontal, síncrono sin escobillas, autoexcitado y autorregulado.

En donde, la indicación de “eje horizontal” se debe al acoplamiento con el eje del motor de combustión, realizando la transmisión de potencia mecánica con mayor eficiencia que otros sistemas como pueden ser las correas características de los automóviles.

La denominación “sin escobillas” se refiere a que este diseño no requiere contactos ubicados contra ninguna de las partes giratorias para transferir energía eléctrica hacia o desde los componentes. Todavía se puede aceptar el uso de escobillas en motores y generadores muy pequeños, pero como es predecible, estas escobillas se deterioran con el uso y no se las puede inspeccionar de forma proactiva.

En el ejemplo anterior, se utilizaba un imán para generar un campo magnético. Los alternadores grandes necesitan un campo magnético mucho más fuerte para generar grandes

cantidades de electricidad. Del mismo modo, un depósito de chatarra no podría mover grandes trozos de metal con un imán sencillo. Por lo tanto, utiliza un electroimán suspendido en una grúa. Un electroimán es un imán que funciona con electricidad. En el caso de los alternadores modernos, el imán es "autoexcitado". El término "autoexcitado" significa que la electricidad que se utiliza para generar el campo electromagnético se crea dentro del propio alternador, lo que permite que este produzca grandes cantidades de electricidad solo con la energía que brinda el motor principal.

La autorregulación del alternador se lleva a cabo mediante un regulador automático de tensión, el cual, adapta el funcionamiento del alternador, por medio de potenciómetros, a las diversas condiciones de utilización del grupo.

La Figura 2.5 muestra los componentes principales de un alternador típico de un sistema generador, detallándose a continuación:

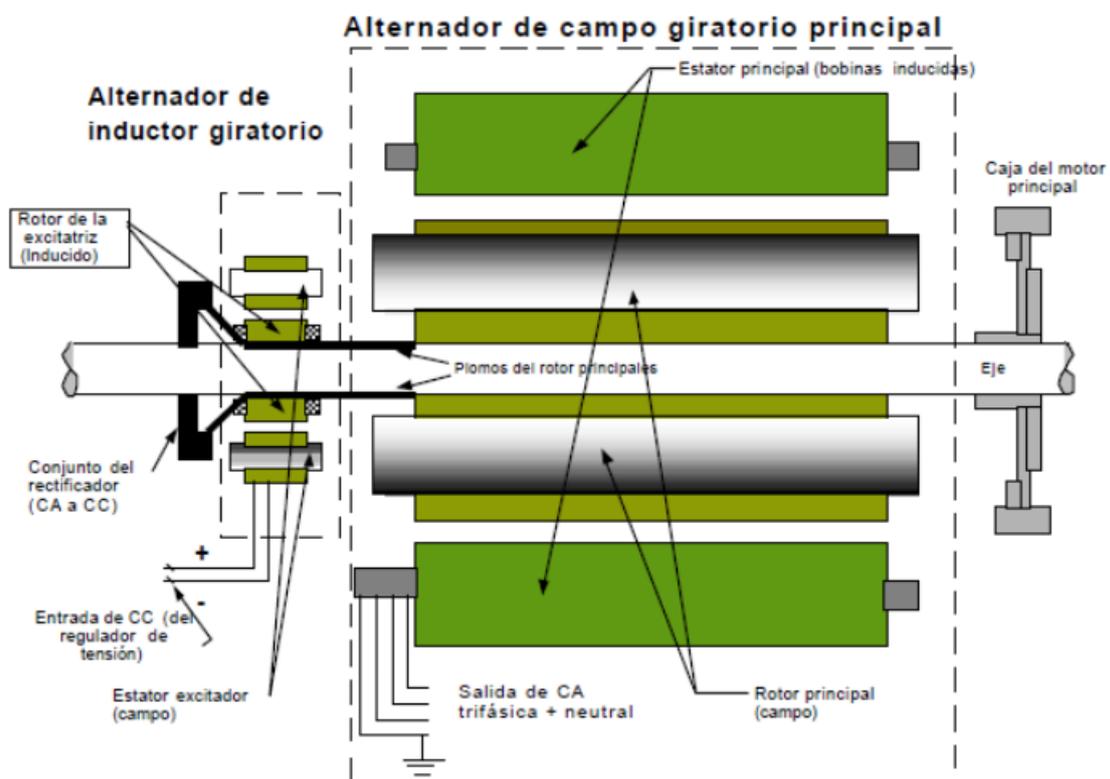


Figura 2.5. Componentes del alternador

- **ROTOR DE ZAPATAS POLARES**

Casi todos los alternadores usan un tipo especial de electroimán llamado Rotor de zapatas polares. Este consiste en una flecha con el embobinado de excitación y dos polos cada uno teniendo seis zapatas.

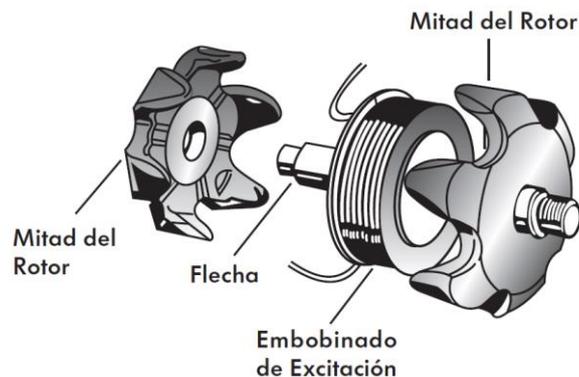


Figura 2.6. Despiece de un rotor de zapatas polares

Cuando la bobina de excitación es energizada, cada zapata de un polo se convierte en Norte y cada zapata del otro polo, en Sur.

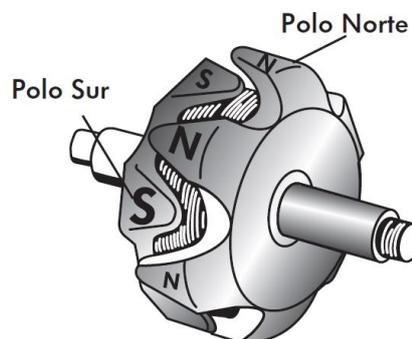


Figura 2.7. Polaridad de un rotor de zapatas polares

- **ESTATOR PRINCIPAL O BOBINAS INDUCIDAS**

El estator principal o las bobinas inducidas son los rollos de alambre inmóviles donde se induce la electricidad para las cargas críticas. Las características de la corriente alterna que se produce se relacionan con la cantidad y la geometría de los rollos de las bobinas.



Figura 2.8. Estator principal o bobinas inducidas

Un solo cable para producir corriente eléctrica por inducción magnética, no aprovecharía eficientemente el campo magnético producido por un rotor de zapatas polares.

- **GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Los alternadores con rotor de zapatas polares tienen “fases de arrollamiento” que son alambres intercalados en un núcleo circular de hierro.

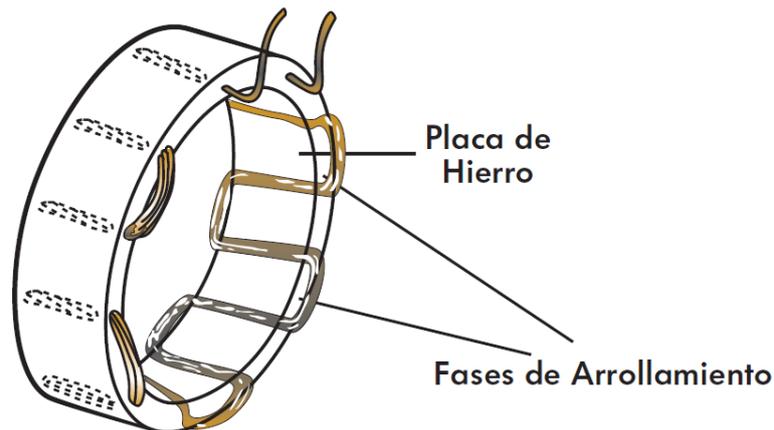


Figura 2.9. Fases de arrollamiento en el núcleo circular de hierro

Las vueltas de alambre en el embobinado están agrupadas para que coincidan con las zapatas del rotor.

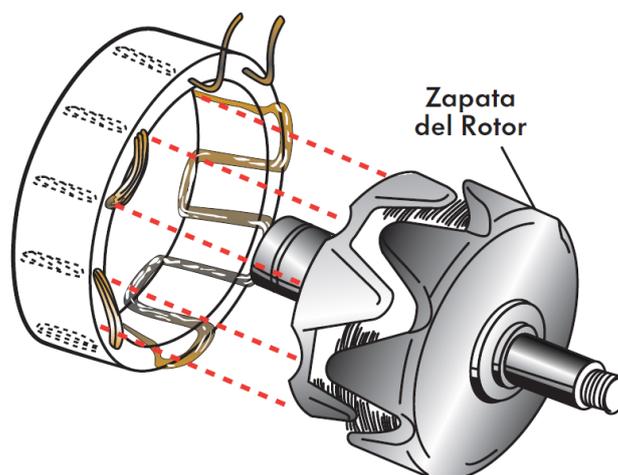
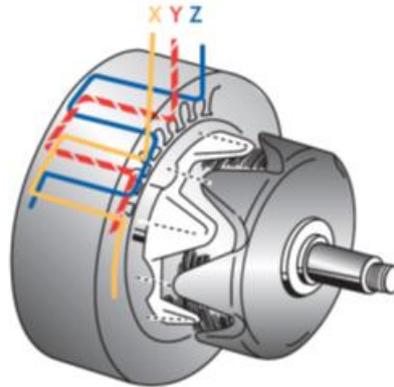


Figura 2.10. Acoplamiento entre núcleo de hierro y rotor de zapatas

Existe una amplia variedad de configuraciones para producir distintas combinaciones de tensión y capacidad en amperios. Para los grupos electrógenos se suelen usar los alternadores trifásicos, incrementando la corriente y haciendo más continuos los impulsos de voltaje.



**Figura 2.11. Disposición de las bobinas en alternadores trifásicos**

Las bobinas trifásicas se componen de tres rollos separados dispuestos a 120 grados de la circunferencia de rotación. Cuando el campo magnético del alternador solo tiene un par de polos norte/sur, se genera un ciclo de corriente alterna por fase por cada rotación del motor principal. Mientras gira el rotor, la corriente eléctrica es inducida en cada fase en secuencia. En otras palabras, para producir 60 Hz de CA, el motor principal debe hacer girar el alternador a 3600 rpm (revoluciones por minuto). Esta es una cantidad de rpm relativamente alta para los sistemas generadores que funcionan con gas-oil, que sufrirán casi el doble de desgaste natural que un motor que funciona a 1800 r.p.m. Si se diseña el campo magnético del alternador con cuatro polos, las rpm del motor principal pueden regularse en 1800 rpm, para producir la salida de 60 Hz (red americana), o bien, regularse en 1500 rpm, para producir la salida de 50 Hz (red europea). También existen sistemas generadores con diseños de rpm aún menores que incorporan alternadores de 6 u 8 polos (1200 rpm y 900 rpm, respectivamente).

### **2.1.1.3. Motor de arranque**

Los motores de combustión interna (gasolina, gasóleo, etc.) tienen el grave inconveniente de ponerse en marcha usando únicamente medios externos. El medio utilizado en el pasado para la puesta en marcha era la fuerza muscular del hombre a la que le siguieron soluciones basadas en varios principios tales como sistemas manuales como la manivela, de compresión de muelles, de aire comprimido, etc... No cabe duda sin embargo, que la solución más satisfactoria del problema está representada por el uso de una batería y un motor eléctrico convenientemente dimensionados.

El motor de arranque eléctrico es la forma habitual de comenzar la ignición de los motores de vehículos y maquinaria en la actualidad, aunque subsisten algunos sistemas de aire en aplicaciones marinas.

Establecida la necesidad de ponerlo en marcha, es decir de poner en rotación el cigüeñal, hay que aclarar que éste debe alcanzar y mantener una cierta velocidad durante un determinado período de tiempo; velocidad y tiempo dependen del tipo de motor térmico, del estado en que se encuentra, de los lubricantes utilizados, de la temperatura ambiental, etc. Por ejemplo: velocidad y tiempo son más elevados en el motor Diésel, ya que la mezcla tiene que alcanzar la temperatura de auto-combustión, que en el motor Otto, y son más elevados para todos los motores durante la estación fría debido a la dificultad de formación de la mezcla de explosión, etc.

La función del motor de arranque es precisamente la de imprimir al motor térmico la llamada velocidad mínima durante el tiempo necesario con el fin de que comience el ciclo de explosión o combustión, y hasta que este último es capaz de continuar por sí solo. En concreto, el motor eléctrico tiene que vencer la resistencia de la compresión, el rozamiento de los pistones, de los soportes, de las bielas y del cigüeñal con todas las implicaciones mecánicas y térmicas que conlleva.

El motor eléctrico de corriente continua, con excitación en serie, con la capacidad de acoplarse y desacoplarse del eje del motor de combustión, ofreciendo un elevado par de arranque gracias al reductor, lo que implica una gran aceleración, con un peso y volumen bastante bajos. Este tipo de motor eléctrico el que mejor responde a las exigencias de puesta en marcha de los motores de combustión interna, que necesitan un par máximo en el arranque y decreciente al aumentar la velocidad, lo que lo hace óptimo para esta aplicación. Motor "serie" quiere decir que la corriente pasa inicialmente por sus bobinas inductoras y a continuación por el inducido sin ninguna derivación.



**Figura 2.12. Motor de arranque convencional**

- **PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS**

- **PAR MOTOR ( $M_{mot}$ ):** Es el par necesario para poner en marcha los motores de combustión interna; éste no es constante incluso para el mismo motor. De hecho, depende, por ejemplo, de la temperatura, del rozamiento, de la lubricación y del estado de conservación de los órganos.
- **PAR DE ARRANQUE ( $M_A$ ):** Este par es el que el motor de arranque transmite al motor de combustión en el momento en que, tras el engrane del piñón con la corona dentada, es alimentado por corriente. El motor de corriente continua con excitación en serie suministra, con un tamaño mínimo, un buen par de arranque.
- **CONSUMO DE CORRIENTE:** Es la corriente que el motor consume de la batería, de peso y tamaño considerables. Pero es necesario que la transformación en potencia se produzca con un consumo mínimo: un consumo elevado implicaría disponer de una batería de mayor capacidad. En el arranque la batería está sujeta a una descarga violenta por lo que entra en juego, además de la capacidad, la autonomía de la batería.
- **TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN (U):** La tensión de alimentación de los motores eléctricos de arranque, para motores de combustión interna, es de 12 voltios para vehículos o máquinas de pequeña potencia; en los de mayor potencia, con el fin de contener las secciones de los conductores y limitar las caídas de tensión, se pasa a los 24 voltios. Es importante que la tensión disponible en los terminales del motor eléctrico sea suficiente, es decir que no se produzca ninguna inadmisibles caída de tensión. De hecho, si la caída entre la batería y el motor eléctrico fuese demasiado elevada, el motor no podría suministrar toda la potencia demandada.
- **VELOCIDAD DE ARRANQUE:** Es la velocidad que el motor eléctrico debe suministrar al motor térmico para su puesta en marcha incluso en las peores condiciones posibles, sobre todo de temperatura. Por lo tanto, el dimensionado de la batería debe ser tal que, a la temperatura de  $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$  (malas condiciones), sea capaz de suministrar al motor eléctrico una tensión suficiente para alcanzar la velocidad necesaria para poner en marcha el motor térmico. Si por varias causas, se repite bastante a menudo el arranque, es necesario que la batería tenga una capacidad tal que no le haga ceder rápidamente la tensión inmediatamente después del primer arranque: en resumen, la batería tiene que disponer de una reserva suficiente para el arranque.

- **TIEMPO DE ARRANQUE:** Es el tiempo que el motor de arranque utiliza para poner en marcha el motor térmico, este parámetro puede ser muy influyente a la hora de dimensionar los cables del sistema de arranque, al igual que el número de arranques.
- **POTENCIA MECÁNICA Y ELÉCTRICA ( $P_{mec}$  y  $P_{elect}$ ):** El valor de potencia que dan los fabricantes es la potencia mecánica en el eje, para obtener la potencia eléctrica nominal de los motores se necesita conocer el valor del rendimiento nominal.
- **RENDIMIENTO ( $\eta$ ):** El rendimiento de estos motores eléctricos, en la mayoría de casos de 4 polos, oscila entre el 75% y el 95%, dependiendo de la potencia del motor, pudiendo tomar unos valores aproximados del rendimiento nominal, para bajas potencias, en la Figura 2.13, Dónde, por ejemplo, para 11 kW, se considera un rendimiento nominal del 56%.

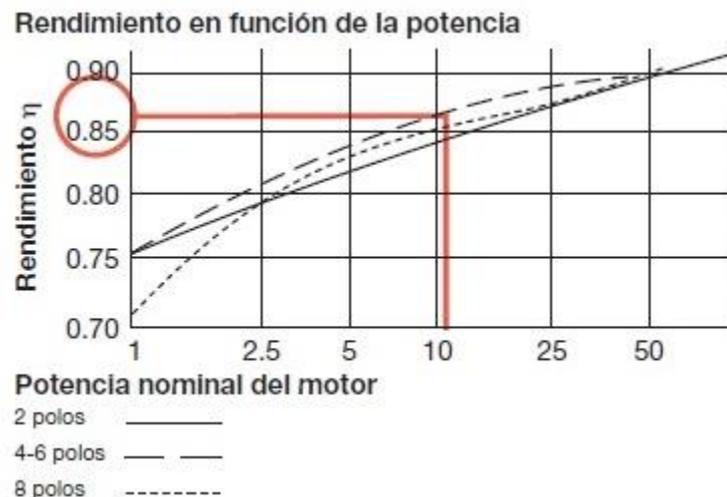


Figura 2.13. Rendimiento nominal en función de la potencia del motor de arranque

- **INTENSIDAD NOMINAL ( $I_n$ ):** Conocida la potencia nominal eléctrica, por medio del rendimiento, se puede obtener la intensidad nominal de la máquina eléctrica fácilmente, ya que la tensión es siempre conocida.
- **INTENSIDAD DE ARRANQUE ( $I_a$ ):** Es la intensidad a la cual el motor de arranque consigue, bien poner en funcionamiento el motor de combustión, o bien mantener la velocidad de arranque a la cual el motor principal debería ponerse en funcionamiento. Esta intensidad será superior a la nominal, siendo objeto del presente proyecto su estudio y determinación.
- **CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ( $\Delta U_{m\acute{a}x}$ ):** El valor de la caída de tensión máxima admisible en el propio motor de arranque, viene reflejada en la Tabla 2.1, según

indicaciones de los fabricantes de dichos motores eléctricos [1]. Esta caída de tensión será máxima en el momento del arranque.

Tensión nominal	Tensión mínima
12 V	8 V
24 V	16 V

Tabla 2.1. Caídas de tensión máximas admisibles en el motor de arranque

La velocidad de arranque, y por consiguiente, la intensidad de arranque, va a depender de factores como las características del motor, la temperatura exterior, la carburación y la viscosidad del lubricante. Así pues un mismo motor de arranque podrá tener intensidades de arranque muy diferentes, y por tanto ser válido para un gran número de motores de combustión de diferente potencia y peso, siendo esta la gran complejidad de estos motores eléctricos.

### • CURVAS CARACTERÍSTICAS

Agrupando todas las curvas características en una sola, vamos a tener, siempre dependiendo de la tensión nominal y de la potencia del motor, unas curvas con las siguientes distribuciones:

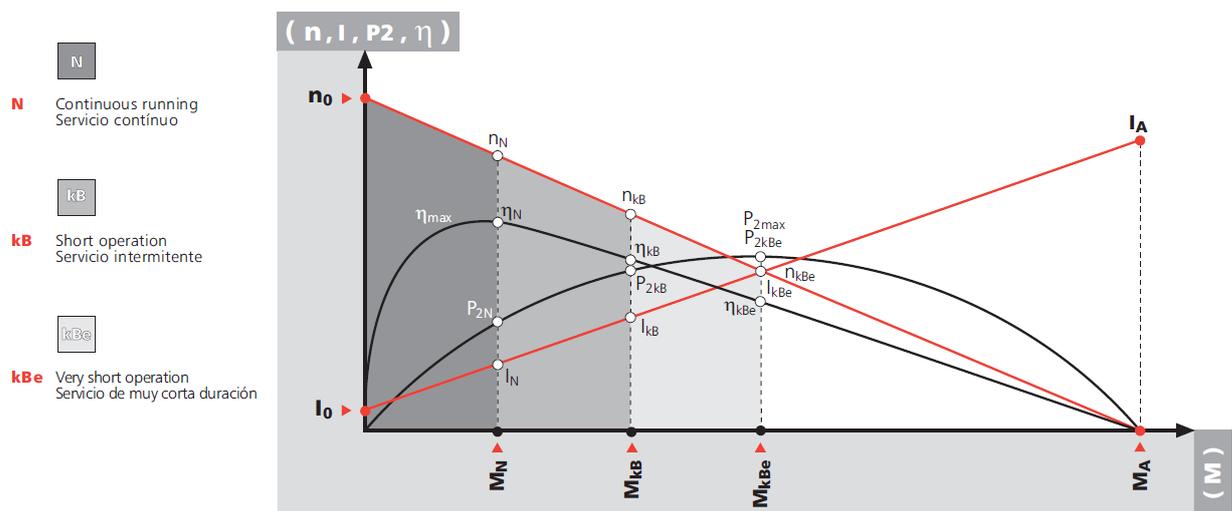


Figura 2.14. Curvas características del motor de arranque

Las características principales de este tipo de motores eléctricos son las elevadas intensidades iniciales, debido al par de arranque, y el aumento de la velocidad de giro conforme disminuye la intensidad, hasta alcanzar la velocidad mínima de puesta en marcha.

## • PARTES Y FUNCIONAMIENTO

Entrando en detalle, acerca de las partes y funcionamiento, como se puede ver en la Figura 2.15, el motor de arranque es un motor eléctrico potente, con un pequeño engranaje (piñón) montado en su extremidad. Al activarlo, un alambre lleva la corriente de 12 o 24 Voltios hacia el solenoide del motor de arranque, el solenoide tiene un campo magnético, que al ser activado hace que el piñón se acople a un engranaje mayor (anillo), que es conectado al motor y al mismo tiempo hace un puente de corriente positiva (+) entre el cable que llega al motor de arranque desde la batería, y el cable que surte de corriente los campos del motor de arranque. Después, el motor de arranque gira el motor para que el pistón pueda aspirar una mezcla de combustible/aire, que es quemada a continuación para dar arranque al motor. Cuando el motor empieza a girar más rápidamente que el motor de arranque, un dispositivo llamado rueda libre automáticamente desengancha el engranaje del motor de arranque del engranaje del motor de combustión.

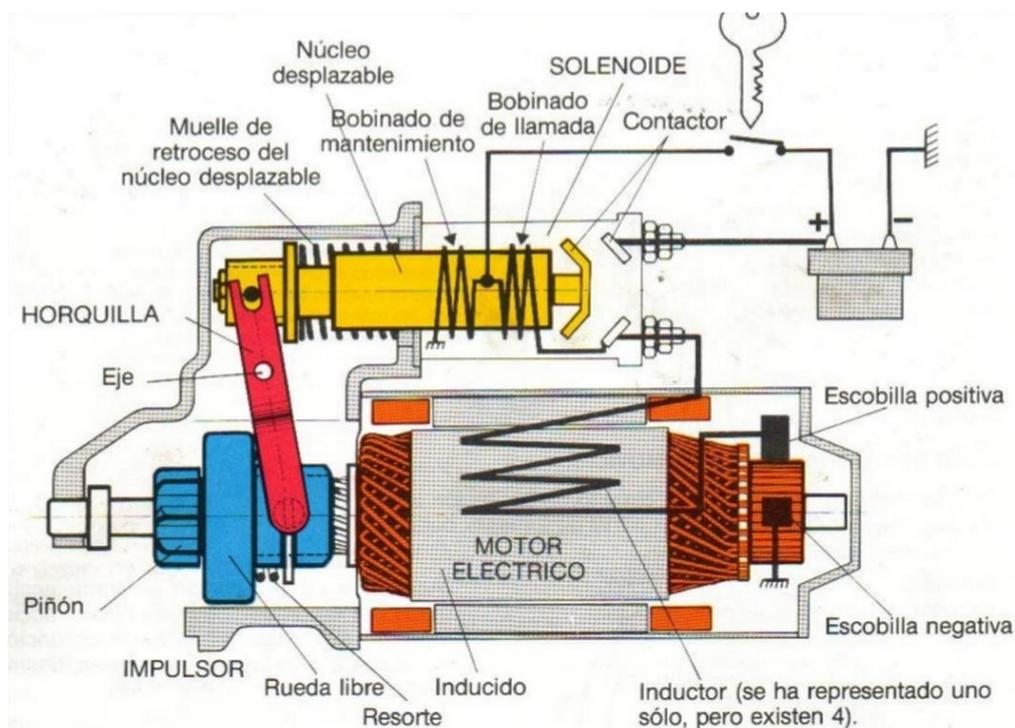


Figura 2.15. Partes y esquema eléctrico de un motor de arranque

### 2.1.1.4. Batería

La batería de arranque es un acumulador y proporciona la energía eléctrica para el motor de arranque de un motor de combustión, como por ejemplo de un automóvil, de un alternador del motor o en este caso, de un grupo electrógeno. También va a proporcionar la energía eléctrica demandada por los elementos electrónicos que lleva incorporado el grupo

electrógeno además de proteger el sistema eléctrico, estabilizando la tensión y compensando o reduciendo las variaciones que puedan ocurrir dentro del sistema.

Una batería, en términos de energía, es un dispositivo que almacena energía química para ser liberada después en forma de energía eléctrica en el momento de poner en marcha el motor de combustión. Cuando la batería se conecta a un consumo externo de corriente, como un motor, la energía química se convierte en energía eléctrica y fluye a través del circuito. Una vez encendido el vehículo, el alternador se encarga de recargar la batería convirtiendo la energía eléctrica en energía química nuevamente (proceso reversible).

El arranque de un motor de combustión por medio del motor de arranque requiere durante un breve espacio de tiempo corrientes muy elevadas de entre cientos y miles de amperios. La batería de arranque ha de cumplir este requisito también en invierno a bajas temperaturas. Además el voltaje eléctrico no puede reducirse considerablemente durante el proceso de arranque. Por eso las baterías de arranque disponen de una resistencia interior pequeña.

La capacidad necesaria se determina según la cilindrada y el tipo de motor. Los motores diésel necesitan normalmente más corriente durante el arranque que motores equivalentes de gas o gasolina debido a los mayores valores de compresión con los que trabajan. También la existencia de dispositivos eléctricos y/o electrónicos de mayor consumo requiere una capacidad superior, ya que la batería de arranque hace también la función de reserva abasteciendo al grupo de los consumos que genera toda la electrónica. Esta tarea es cada vez de mayor importancia en los grupos electrógenos debido a la mayor cantidad de electrónica que se va implantando.

Se puede analizar el estado de la batería tras su uso para comprobar en qué estado se encuentra esta. La capacidad aproximada se puede estimar a partir del voltaje de los polos. Para ello se mide el voltaje de la batería después de transcurridas varias horas desde la última carga:

<b>Estimación de la capacidad según el voltaje</b>	
<b>Voltaje de los conectores</b>	<b>Capacidad aproximada</b>
12,65 V	100 %
12,45 V	75 %
12,24 V	50 %
12,06 V	25 %
11,89 V	0 %

**Tabla 2.2. Estimación de la capacidad según el voltaje en las baterías**

- **PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS**

- **CAPACIDAD DE ARRANQUE EN FRÍO (COLD CRANKING):** La Capacidad de Arranque en Frío (C.C.A.) es la corriente de alta intensidad que la batería puede proporcionar a muy baja temperatura. El criterio de aceptación para este ensayo es que la tensión entre terminales sea mayor o igual que 1,2 V por celda (VPC) o 7,2 V de tensión para baterías de 12 V, transcurridos 30 segundos de iniciada la descarga. Así pues, una batería de 12 V con 300 CCA suministra una corriente de arranque en frío de 300 Amperios a un voltaje de 7,2 V (6 células a 1,2 V cada una).
- **CAPACIDAD DE ARRANQUE (C.A.):** La diferencia entre capacidad de arranque (C.A.) y capacidad de arranque en frío (C.C.A.) está dada por la temperatura a la que se realiza el ensayo. La capacidad de arranque en frío (C.C.A), como vimos, se mide a -18° C, mientras que la capacidad de arranque (C.A) se mide a 0° C. Este valor siempre es mayor, ya que la batería a mayor temperatura tiene un mejor rendimiento.
- **CAPACIDAD DE RESERVA (RESERVE CAPACITY MINUTES):** es la propiedad de la batería para almacenar una determinada carga eléctrica. Es el tiempo en minutos que una batería con ácido de plomo puede suministrar 25 amperios a una temperatura de 27 °C antes de que el voltaje caiga de los 10,5 V.
- **TAMAÑO DE LA BATERÍA (BCI):** es un grupo de trabajo que especifica las dimensiones físicas (longitud, anchura y fondo) de la batería.
- **CAPACIDAD (Q):** es la capacidad definida en condiciones normalizadas de temperatura ambiente, tiempo y corriente de descarga y tensión final. Estas condiciones están establecidas en varias normas. El dato referente a la capacidad (Q) tiene Amperio-hora (Ah) por unidad, por ejemplo, 20 horas de tiempo de descarga a una temperatura de 27 °C. Una batería de arranque cargada por completo con una capacidad nominal de 36 Ah puede suministrar una corriente media de 1,8 Amperios a una temperatura de 27 °C durante 20 horas.

$$Q(\text{Ah}) = I(\text{A}) \cdot t(\text{h}) \quad (2.1)$$

Es frecuente hablar del “amperaje” de una batería cuando se hace referencia a su capacidad nominal en 20 horas. Pero, conviene enfatizar que, cuando elegimos una batería automotriz, debemos interesarnos más por la Capacidad de Arranque en Frío (C.C.A) que por la capacidad nominal en 20 h, ya que la función principal de una

batería automotriz va a ser la entrega de una gran corriente durante un tiempo muy breve, en el momento del arranque. Y esto queda definido por la C.C.A. Las baterías empleadas en los grupos electrógenos son especializadas en el arranque de los grupos, pero también son capaces de entregar corrientes constantes relativamente pequeñas durante largos periodos de tiempo.

Los factores más influyentes en el rendimiento de las baterías de arranque son la vibración y la temperatura, en concreto las bajas temperaturas.

La evolución en los últimos años de las baterías ha hecho disminuir considerablemente la repercusión de estos factores en su funcionamiento, aun así se recomienda que esté montada con una sujeción para disminuir las vibraciones.

En cuanto la influencia de la temperatura, la batería almacena la energía en forma química, y toda reacción química es afectada por la temperatura. Las bajas temperaturas provocan una disminución de la actividad química. Por esta razón, toda batería disminuye su capacidad cuando el arranque del motor se produce en climas fríos. No obstante, como los parámetros de arranque (CCA y CA) se definen a bajas temperaturas, según se explicó anteriormente, una batería en buen estado no debería tener ningún inconveniente para entregar la corriente especificada. Al efecto de la temperatura sobre la misma batería se suma el hecho de que en los motores fríos el aceite se encuentra más viscoso, por lo que se requiere más potencia.

## • PARTES Y FUNCIONAMIENTO

Entrando en detalle acerca de la estructura de las baterías, podemos ver en la Figura 2.16 que está formada con celdas individuales conectadas en serie. La batería normal de 12 Voltios tiene 6 celdas, cada una produce 2,1 voltios cuando está cargada completamente, teniendo un total de 12,6 Voltios.

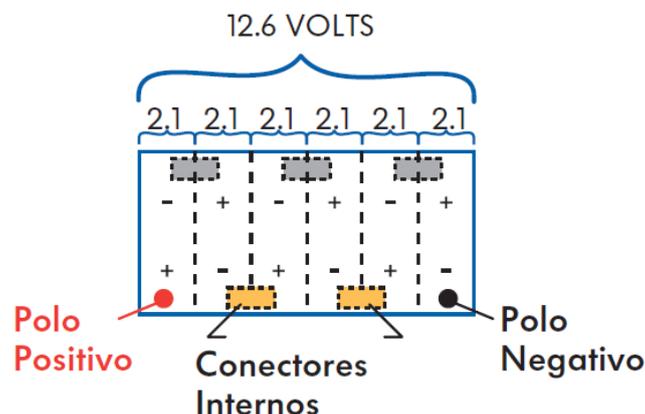


Figura 2.16. Partes y configuración de una batería

Cuando la batería está completamente cargada, internamente va a estar en la situación de la Figura 2.17:

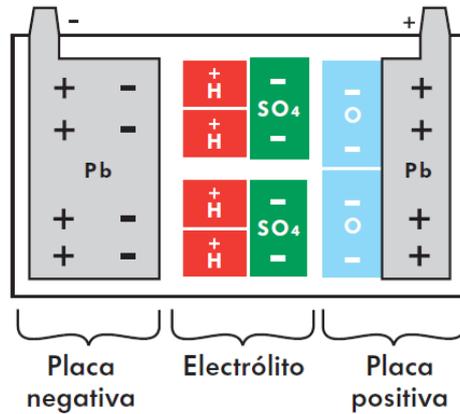


Figura 2.17. Situación interna de una batería cargada

Las placas negativas son de plomo poroso, que llevan el símbolo químico de “Pb”, mientras que las positivas son de peróxido de plomo esponjoso con el símbolo químico de “PbO<sub>2</sub>.” El electrolito es ácido sulfúrico diluido “H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>”.

El proceso de descarga, ocurre espontáneamente cuando las placas positivas y negativas están conectadas por un consumidor eléctrico.

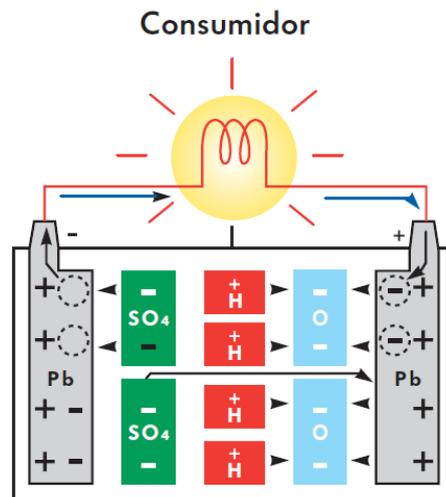


Figura 2.18. Proceso de descarga de una batería

Los electrones fluyen de la placa negativa a través del consumidor a la placa positiva, La llegada de los electrones rompe la unión del plomo con el oxígeno de la placa positiva, el oxígeno (O) cargado negativamente combina con el hidrógeno (H), cargado positivamente que viene del ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) formando agua (H<sub>2</sub>O) y el resto del sulfato (SO<sub>4</sub>) del ácido sulfúrico, cargado negativamente se combina con las dos placas para formar sulfato de plomo (PbSO<sub>4</sub>).

Por tanto, cuando la batería esta descargada ambas placas se vuelven sulfato de plomo ( $\text{PbSO}_4$ ) y el electrolito se vuelve agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ).

Una vez descargada, ya sea una descarga total o parcial, en mayor o menor medida, el alternador se va a encargar lentamente del proceso de recarga de la batería, como se aprecia en la Figura 2.19.

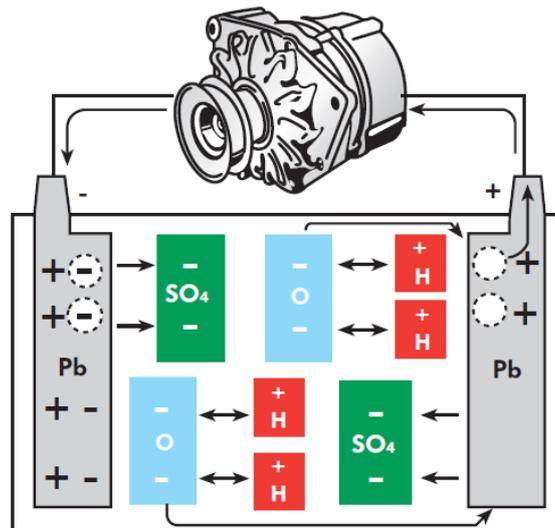


Figura 2.19. Proceso de recarga de una batería

Los electrones son forzados por el alternador desde las placas positivas a las placas negativas, el sulfato cargado negativamente ( $\text{SO}_4$ ) es rechazado de las placas negativas, las cuales se vuelven plomo puro, soltándose también sulfato ( $\text{SO}_4$ ) de la placa positiva, el oxígeno (O) del agua cargado negativamente se combina con el plomo positivo de las placas positivas y forma peróxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ ) y el resto de hidrógeno (H) positivo y el sulfato ( $\text{SO}_4$ ) negativo se combinan para formar ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ).

Por tanto la batería cargada completamente tiene otra vez peróxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ ) en las placas positivas, plomo puro (Pb) en las placas negativas y ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) en el electrolito, volviendo a la situación mostrada en la Figura 2.17.

## • CONFIGURACIONES

Por último, hay grupos en los que el alternador requiere de una tensión de 24 V y sólo tenemos baterías de 12 V, o también ocurre que necesitamos intensidades tan altas que una sola batería no es capaz de satisfacer esa demanda. Para estos casos, la solución es tan fácil como conectar varias baterías, bien en serie o bien en paralelo, según nuestras necesidades.

Para ello se deben conectar baterías de la misma capacidad estando todas ellas sometidas al mismo estado de carga.

Se van a tener 3 tipos de conexión entre baterías:

- **CONEXIÓN EN PARALELO:** mediante esta conexión de baterías vamos a obtener una salida del doble de capacidad que las pilas individuales, manteniendo el voltaje nominal de estas. Esta conexión se utiliza cuando necesitamos una elevada intensidad incapaz de ser entregada por una única batería, tendiendo una tensión nominal de 12 V.

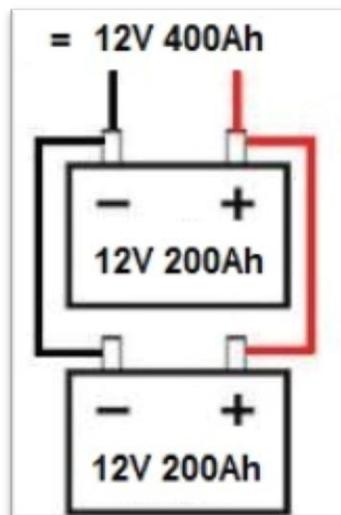


Figura 2.20. Conexión en paralelo de dos baterías

- **CONEXIÓN EN SERIE:** obtendremos una salida de la misma capacidad que una batería y el doble de la tensión nominal. Esta conexión se utiliza cuando los equipos trabajan a 24 V requiriendo intensidades capaces de ser entregadas por una batería.

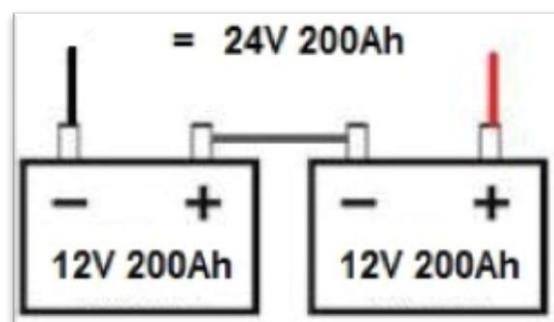


Figura 2.21. Conexión en serie de dos baterías

- **CONEXIÓN EN SERIE-PARALELO:** este tipo de conexión es la combinación de las dos anteriores, obteniendo el doble de tensión y capacidad que una batería, utilizando para ello 4 baterías.

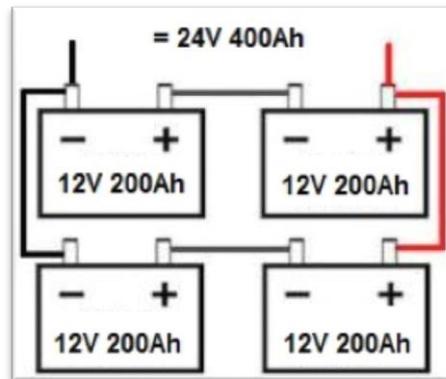


Figura 2.22. Conexión en serie-paralelo de cuatro baterías

Aplicando este tipo de conexiones al campo de los grupos electrógenos, lo que va a determinar el tipo de conexión y el número de baterías a utilizar va a ser el motor de arranque que venga instalado en el motor de combustión. Dependiendo de la tensión e intensidad requerida para el arranque, y posterior funcionamiento, se utilizará una única batería o alguna de estas conexiones.

- **RECARGA DE BATERÍAS**

Si algo es importante en un grupo electrógeno es disponer de unas baterías cargadas y de capacidad adecuada al motor de arranque del que va provisto el motor diésel, ya que pese a cumplir otro tipo de condiciones de preparación, si no tenemos las baterías cargadas no nos servirá de nada el generador.

Debido al tipo de prestación que se les exige, deben disponer asimismo de un cargador de baterías automático, generalmente de carga lenta-carga rápida, para que se puedan recuperar, por si fuera necesario, para otro arranque posterior.

Normalmente, estos cargadores están alimentados de la red de consumidores, en el caso de los grupos de emergencia o conectados a red, de tal manera que cuando el grupo está parado, se alimentan con la tensión de la red, y cuando está en funcionamiento, como en el caso también de los de tipo continuo, de la tensión generada por el grupo.

Debido a una bajada de tensión de la batería, provocada por una fuente de absorción (arranque del motor, etc.), se activa la carga de fondo, a medida que la tensión de la batería

aumenta, la corriente de carga se va reduciendo hasta la corriente de mantenimiento. En este cargador actúa simultáneamente un control de intensidad de carga y un control de tensión que impiden llegar a niveles de carga superiores a los ajustados, evitando la descomposición del electrolito en hidrógeno y oxígeno, causada por una excesiva corriente o tensión. Una cantidad elevada de oxígeno, oxida las partes internas (sulfatación) de la batería reduciendo la capacidad y duración de estas.

### **2.1.2. Funcionamiento**

Un grupo electrógeno está formado básicamente por un motor de combustión interna diésel, el cual mediante un eje mecánico, mueve un alternador que desarrolla la función de generar la energía eléctrica de la cual se abastecerá la red de consumidores. Este debe encontrarse en unas condiciones óptimas, para que su arranque se realice instantáneamente.

El arranque de un grupo electrógeno se realiza generalmente por medio de un motor de corriente continua conectado al mismo eje. La alimentación de este motor de arranque se efectúa por medio de baterías.

La orden de arranque va a depender del tipo de grupo electrógeno. El arranque manual se produce a voluntad, esto quiere decir que cuando se necesita disponer de la electricidad generada por el grupo electrógeno se lo arranque de forma manual. Generalmente el accionamiento de arranque se suele realizar mediante una llave de contacto o pulsador de arranque de una centralita electrónica con todas las funciones de vigilancia. Cuando se produzca un calentamiento del motor, cuando falte combustible o cuando la presión de aceite del motor sea muy baja, la centralita lo detectará parando el motor automáticamente.

Existen centrales automáticas que funcionan tanto en modo manual o automático; estas centralitas o cuadros electrónicos detectan un fallo en la red de suministro eléctrico, obligando el arranque inmediato del grupo electrógeno. Normalmente en los grupos automáticos se instalan cajas predisuestas que contienen básicamente un relé de paro y otro de arranque, además de tener instalados en el conector todos los sensores de alarma y reloj de los que disponga el grupo electrógeno. Instalado aparte un cuadro automático en el que van instalados los accionamientos de cambio de red al grupo electrógeno.

En cuanto al sistema eléctrico del grupo electrógeno, objeto de análisis en este proyecto, está compuesto de un dispositivo de almacenamiento de energía (la batería), un dispositivo de

transformación de energía (el alternador) y varios consumidores de energía (equipos eléctricos).

Con la ayuda de la energía suministrada por la batería, el motor de arranque (consumidor eléctrico) arranca el motor. Cuando el motor está funcionando, el alternador transforma energía mecánica en energía eléctrica y, dependiendo de las rpm del alternador y del número de consumidores en funcionamiento, hay, en el mejor de los casos, energía suficiente para alimentar todos los consumidores y cargar la batería. Si la carga eléctrica de los consumidores es mayor que la corriente suministrada por el alternador, el voltaje del sistema eléctrico del vehículo cae abajo del voltaje de la batería y la batería será descargada.

El motor de combustión emplea el combustible suministrado para crear energía mecánica (posteriormente transformada en eléctrica) y calor (escape, enfriamiento y radiación). Realizando un balance de energía en el generador, se puede obtener un rendimiento aproximado del 35% tras las pérdidas de energía por transmisión de calor, escape, sistema de enfriamiento y transformación de la energía, como se aprecia en la Figura 2.23:

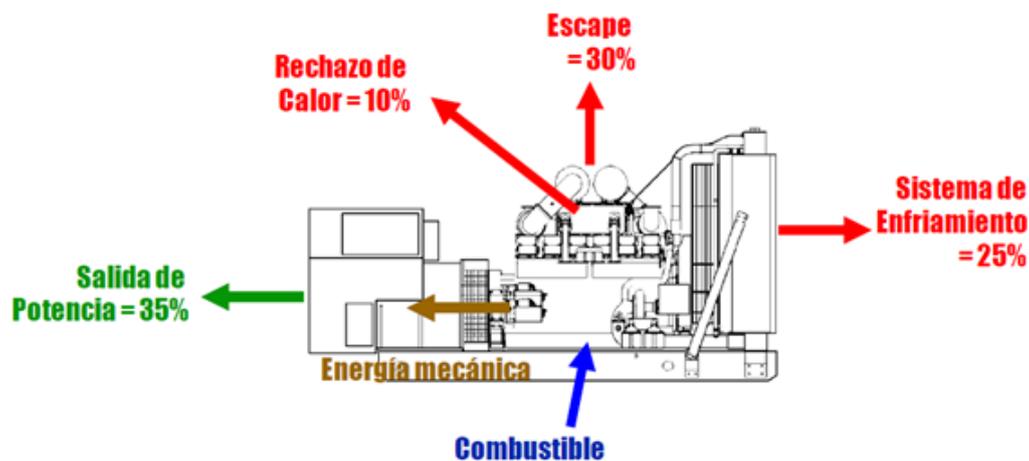


Figura 2.23. Balance de energía en el grupo electrógeno

La potencia del grupo electrógeno es la potencia activa, (expresada en kW), entregada en los bornes del generador, a la tensión y frecuencia nominal y en las condiciones ambientales establecidas. Los diferentes regímenes de potencia de los grupos electrógenos describen las condiciones máximas permisibles de carga de un generador, que deben, además, operar a una carga mínima suficiente de modo tal de lograr temperaturas normales y quemar apropiadamente el combustible.

Los fabricantes recomiendan que un grupo electrógeno se opere a un mínimo del 30% de la capacidad mostrada en la placa de datos.

Observar los rangos que publican los fabricantes sirve para que el grupo electrógeno ofrezca un óptimo desempeño a lo largo de toda su vida útil.

Básicamente, existen 3 tipos de potencia:

- CONTINUOUS POWER (COP)

Es la potencia continua que el grupo electrógeno puede entregar en continuo durante un número ilimitado de horas al año, realizando los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. Se puede funcionar en este Régimen en sistema aislado, siempre que la carga sea constante en el tiempo.

- PRIME POWER (PRP)

Es la potencia máxima disponible con tiempo ilimitado de horas de operación al año en aplicaciones de carga variable, o con tiempo de operación limitado a un número de horas al año en aplicaciones de carga constante, este último caso suele ser utilizado para funcionar en paralelo con los servicios públicos. El régimen de Potencia Prime se aplica cuando se suministra energía eléctrica en lugar de la energía comprada comercialmente de la red. La potencia media entregada durante un periodo de 24 horas no debe ser superior al 80% de la PRP.

- STANDBY POWER

Es la potencia máxima que, en las condiciones ambientales establecidas, el grupo electrógeno puede entregar durante como máximo 500 horas al año, no excediéndose el factor de carga del 90% del SBY. El régimen de Potencia Standby es la que se aplica para la provisión de energía de emergencia; esto es, cuando la energía se suministra por la duración de la interrupción de la energía normal. Sólo es aplicable en emergencia y Standby, donde el generador sirve como respaldo a la fuente de servicio público normal, no permitiéndose la operación en paralelo con la red ni sobrecargas.

### 2.1.3. Utilidad

Podemos diferenciar dos tipos principales de grupos electrógenos, en función de su utilidad, los de emergencia, usados para asegurar el suministro de energía ante posibles fallos o déficits en la red eléctrica, y los de uso en continuo, utilizados independientemente de la red eléctrica, bien por ausencia de esta o para procesos con elevadas demandas energéticas.

Cuando se utiliza un grupo electrógeno de uso continuo como fuente principal de energía eléctrica, como en obras con alta demanda energética o en lugares sin instalación eléctrica conviene tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Capacidad para funcionar en paralelo con otros grupos y/o con la red.
- Prever largos períodos de mantenimiento.
- Asegurar el arranque autónomo.
- Tener en cuenta la velocidad: una velocidad lenta aumenta la esperanza de vida del grupo.



**Figura 2.24. Grupos electrógenos para suministro de energía del túnel ferroviario del Gotardo**

Y, si el grupo se utiliza como grupo de emergencia, evitando interrupciones de energía que puedan causar serios problemas a personas, daños materiales y/o financieros, como en hospitales o aeropuertos, habrá que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Asegurar la rapidez y fiabilidad del arranque y de la conmutación de carga.
- Efectuar la instalación de modo que se puedan desconectar las cargas no preferentes, lo que se conoce como desenganche, para evitar sobrecargas o pérdidas de sincronismo.
- Permitir pruebas periódicas con carga.

- Asegurar el funcionamiento en paralelo con la red si el grupo debe utilizarse para soportar los picos de demanda.
- Proporcionar, si es necesario, la corriente magnetizante para los transformadores de distribución.



Figura 2.25. Grupos electrógenos de emergencia en el Aeropuerto del Tíbet

## 2.2. Generalidades sobre conductores eléctricos

Se puede definir como conductor eléctrico aquel componente de un sistema, capaz de permitir el paso continuo de una corriente eléctrica cuando es sometido a una diferencia de potencial entre dos puntos.

En general, toda forma de materia en estado sólido o líquido posee en algún grado propiedades de conductividad eléctrica, pero determinados materiales son relativamente buenos conductores y otros están casi totalmente desprovistos de esta propiedad.

### • MATERIALES CONDUCTORES

Los mejores conductores eléctricos son metales, como el cobre, el oro, el hierro y el aluminio, y sus aleaciones. Por su coste y propiedades, los más empleados como conductores en cables eléctricos para baja tensión son el cobre y el aluminio.

El cobre reconocido es más usado, tradicionalmente, por su mayor conductividad y mejores características mecánicas y ductilidad. Como se puede apreciar en la Tabla 2.3.

El aluminio, utilizado posteriormente en la industria de fabricación de cables eléctricos, tiene un gran campo de aplicación, resaltando sus ventajas de menor peso específico y

presentando una buena conductividad (del orden del 60% de la del cobre) y menor coste económico. Haciendo interesante su uso en líneas aéreas y de gran longitud.

Conductividad de los materiales en función de la temperatura ( $m/\Omega \cdot mm^2$ )				
Material	20°C	40°C	70°C	90°C
Cobre (Cu)	56	52	48	44
Aluminio (Al)	35	32	30	28

Tabla 2.3. Conductividad de los materiales en función de la temperatura

Por tanto, un conductor eléctrico es un elemento de un sistema constituido de un material de alta conductividad eléctrica que puede ser utilizado para el transporte de energía eléctrica.

### • TIPOS DE CONDUCTORES SEGÚN SU AISLAMIENTO

En función del aislamiento existen dos tipos de conductores:

- DESNUDOS: El conductor no va recubierto de ningún material. Se suelen utilizar en líneas aéreas de redes urbanas y suburbanas, en tendidos aéreos de alta tensión a la intemperie, en líneas aéreas de contacto para ferrocarriles y tranvías e incluso en sistemas de conexión a tierra.



Figura 2.26. Conductor desnudo

- AISLADOS: El conductor va recubierto de un material aislante, dotando al cable de unas condiciones de seguridad requeridas en la mayoría de instalaciones eléctricas, evitando el contacto directo con el conductor eléctrico, haciendo de aislante térmico.



Figura 2.27. Conductor aislado

• **TIPOS DE CONDUCTORES SEGÚN SU FORMA**

- **FLEXIBLES:** Formados por muchos hilos sin aislar entre ellos, de pequeño diámetro, arrollados en espiral, únicamente fabricados en cobre.



Figura 2.28. Conductor eléctrico flexible clase K

- **RÍGIDOS:** Formados por un solo hilo, se fabrican hasta 4 mm<sup>2</sup> (Clase U). Formados por varios hilos sin aislar entre ellos, arrollados en espiral. Se fabrican desde 6 mm<sup>2</sup> (Clase R).



Figura 2.29. Conductor eléctrico clase U



Figura 2.30. Conductor eléctrico clase R

Se pueden ver las características constructivas y eléctricas de las distintas clases de cables [2] en la Tabla 2.4:

<b>Clase 1:</b>	Conductor rígido de un solo alambre		<b>-U</b>
<b>Clase 2:</b>	Conductor rígido de varios alambres cableados		<b>-R</b>
<b>Clase 5:</b>	Conductor flexible de varios alambres finos	No apto para servicios móviles	<b>-K</b>
		Apto para servicios móviles	<b>-F</b>
<b>Clase 6:</b>	Conductor extra-flexible para usos móviles		<b>-H</b>
	Conductor extra-flexible para uso en máquinas de soldar		<b>-D</b>

Tabla 2.4. Clases conductores eléctricos

En el *Anexo 6.1* se pueden ver las características más comunes de los cables y su codificación, pudiendo así, leyendo la descripción del cable mediante letras, conocer las características de este.

- **TIPOS DE CABLES SEGÚN EÑ NÚMERO DE CONDUCTORES AISLADOS**

- UNIPOLARES: Formados por un solo conductor con o sin cubierta.



Figura 2.31. Conductor unipolar

- BIPOLARES: Formados por dos conductores aislados entre sí.



Figura 2.32. Conductor bipolar

- TRIPOLARES: Formados por tres conductores aislados entre sí.



Figura 2.33. Conductor tripolar

- TETRAPOLARES: Formados por cuatro conductores aislados entre sí.



Figura 2.34. Conductor tetrapolar

- PENTAPOLARES: Formados por cinco conductores aislados entre sí.



Figura 2.35. Conductor pentapolar

- **MULTIPOLARES:** Formados por un número indeterminado de conductores aislados entre sí.



Figura 2.36. Conductor multipolar

- **PARTES DE UN CABLE**

Existe una gran variedad de estructuras de cables, desde los cables más simples únicamente formados por el conductor eléctrico a otros con varias capas de materiales, todo ello dependiendo de su utilidad y función.

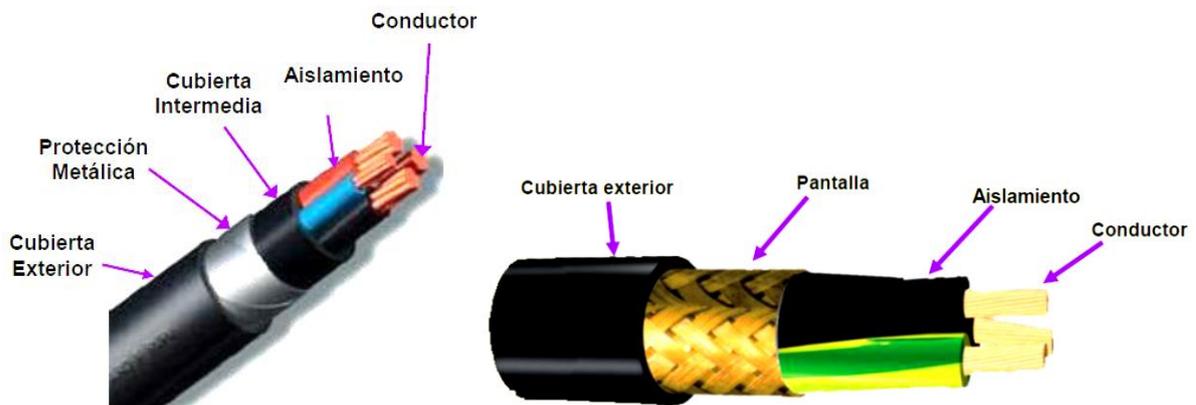


Figura 2.37. Partes de un cable eléctrico

- **CONDUCTOR:** se encarga de transportar la energía eléctrica. Generalmente de cobre o aluminio.
- **AISLAMIENTO:** impide el contacto directo entre dos o más conductores próximos entre sí o de tratarse de un conductor unipolar, impide el contacto directo con el conductor.
- **PANTALLA:** aísla el cable de los efectos electromagnéticos.
- **CUBIERTA INTERMEDIA:** es un separador de capas. Generalmente para evitar que una capa pueda dañar a otra.
- **PROTECCIÓN METÁLICA:** protege los cables contra los golpes.
- **CUBIERTA EXTERIOR:** protege todo el conjunto de agentes atmosféricos, roedores, etc.

- **MATERIALES AISLANTES**

Es la envolvente del conductor continua y uniforme en toda la longitud del conductor, con un espesor adecuado para la tensión de trabajo del cable, protegiéndolo eléctricamente de cuanto lo rodea. Son normalmente los elementos más delicados, siendo su deterioro, más o menos rápido, el que limita en la mayoría de los casos la vida de un cable. Las condiciones ambientales y climáticas o los contactos con agentes agresivos, así como la falta de cuidado en la instalación, manejo y conservación, son las causas principales por las que se limita la vida útil del cable.

Bajo el punto de vista científico, el estudio de los aislantes tiene un gran interés ya que sus propiedades eléctricas fundamentales deben ser conjugadas íntimamente con otras cualidades físicas, así como con su constitución química. Los aislantes no son dieléctricos perfectos y siempre existe la posibilidad de que un electrón pase de un átomo al contiguo, unas veces por su propia constitución atómica y otras debido a impurezas; esto da lugar a una corriente muy débil, pero no obstante apreciable, denominada corriente de fuga. Se puede contemplar una comparativa entre los principales materiales aislantes en los cables eléctricos en el *Anexo 6.2*.

Los aislantes u otros recubrimientos empleados en la fabricación de cables son muchos y muy variados. Se clasifican en dos grandes grupos: TERMOPLÁSTICOS Y TERMOESTABLES.

- **TERMOPLÁSTICOS**

Se denominan así aquellos materiales poliméricos a los que, al aumentarles la temperatura, se deforman bajo presión por pérdida de sus propiedades mecánicas. Esta fluencia a alta temperatura se emplea para su aplicación como aislamientos o recubrimientos en general por técnicas de extrusión. Al enfriarse recobran sus características mecánicas iniciales.

Los más usuales en la fabricación de cables eléctricos son: Policloruro de Vinilo (PVC) y Polietileno.

Policloruro de vinilo (PVC): material termoplástico utilizado masivamente para la mayoría de los cables de uso domiciliario e industrial en baja tensión. Con el agregado de aditivos especiales en su formulación se logran variedades con resistencia a la propagación del incendio; reducida emisión de gases tóxicos y corrosivos.

La temperatura de funcionamiento normal de este aislante es de 70° C y de 160° C en cortocircuito, durante no más de 5 segundos. Se deforma en caliente y se endurece en frío. Sus características eléctricas son mediocres y posee una buena resistencia a la agresión ambiental (intemperie, disolventes, abrasivos).

#### - TERMOESTABLES

Se denominan así a los materiales poliméricos a los cuales se les incorporan peróxidos orgánicos bajo presiones y temperaturas adecuadas en el proceso de extrusión, consiguiendo así su vulcanización o reticulación al crearse enlaces transversales entre las moléculas del polímero, de tal forma que el material resultante no funde ni se deforma al aumentar la temperatura.

Los más usuales son: Etileno Propileno (EPR), Polietileno Reticulado (XLPE), Neopreno (PCP), Silicona (SI), etc.

Polietileno reticulado (XLPE): Material termoestable (una vez reticulado no se ablanda con el calor) presenta mejores características eléctricas y térmicas que el PVC por lo que se lo utiliza en la construcción de cables de baja, media y alta tensión. La ausencia de halógenos en su composición hace que los gases, producto de su eventual combustión no sean corrosivos. Su termoestabilidad hace que puedan funcionar en forma permanente con temperaturas de 90° C en los conductores y 250° C durante 5 segundos en caso de cortocircuito.

Etileno Propileno (EPR): material termoestable con características comparables al XLPE pero más flexible. Su temperatura de funcionamiento es también de 90° C y 250° C durante 5 segundos para el caso de cortocircuitos.

El XLPE o polietileno reticulado y el EPR o caucho etileno-propileno poseen características muy similares en cuanto a capacidad de carga, temperaturas de trabajo y/o dimensioe. La diferencia entre ellos es que el EPR es más flexible y, en cambio, el XLPE es más barato.

- **IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES POR EL COLOR DE SU AISLAMIENTO**

Los conductores de las instalaciones son fácilmente identificables por el color de su aislamiento, especialmente el conductor Neutro y el conductor de protección:

- CONDUCTOR NEUTRO: azul claro.
- CONDUCTOR DE PROTECCIÓN: amarillo y verde.
- CONDUCTOR DE FASE: marrón o negro.

En corriente continua, como en el caso del cable de batería, el color rojo identifica el conductor del polo positivo y el negro el de negativo.



## **CAPÍTULO 3. DESARROLLO DEL** **TRABAJO**

La elección de las dimensiones de los conductores eléctricos en una instalación eléctrica es de vital importancia, ya que un mal dimensionamiento del conductor produce efectos dañinos y funcionamiento irregular en los equipos eléctricos, genera pérdida de energía en el conductor y disminuye su vida esperada, pudiendo ocasionar problemas tales como variaciones de voltaje, cortes de suministro, pérdida de energía, cortocircuitos, sobrecalentamientos de las líneas y riesgos de incendios.

Los principales factores que se deben considerar al calcular el calibre mínimo para un conductor de baja tensión son:

- Que la sección del conductor pueda transportar la corriente necesaria.
- Que la temperatura de operación del conductor no dañe su aislamiento.
- Que la caída de tensión esté dentro de los parámetros de funcionamiento del equipo eléctrico (norma eléctrica).

Es vital considerar los tres aspectos a la vez, porque en caso contrario se podrían ocasionar los siguientes problemas si la sección de cobre es menor a la requerida:

- El conductor tendrá mayor resistencia eléctrica, aumentando las pérdidas de energía.
- El conductor tendrá mayor temperatura de operación, aumentando la resistencia eléctrica y deteriorando el aislamiento.
- La caída de tensión en la línea será mayor a la permitida, lo cual puede afectar la operación en el punto de carga y dañar los equipos.
- La corriente eléctrica genera un calentamiento en los conductores (Efecto Joule), pero un exceso en la temperatura originado por un conductor subdimensionado puede originar efectos perjudiciales para su aislamiento, tales como disminución de la resistencia de aislamiento, de la resistencia mecánica y de su vida media esperada.
- El correcto dimensionamiento de los conductores eléctricos tiene importancia vital en la operación eficiente y segura de una instalación eléctrica.

En el dimensionado de los cables eléctricos pertenecientes a un grupo electrógeno van a haber siempre tres tramos o partes muy diferenciadas, con diferentes métodos para obtener la sección óptima. Estos son:

- Sistema de arranque
- Sistema de transmisión de potencia
- Sistema de protección

Cada uno de ellos vendrá determinado por distintas normativas, calculando la dimensión de los cables eléctricos mediante distintos procedimientos, en función de numerosos parámetros como el material aislante, el método de instalación, el ambiente, etc.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes [3]:

- CRITERIO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE O DE CALENTAMIENTO

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura máxima admisible vendrá marcada, por el reglamento y fabricantes de cables, por la intensidad máxima admisible en régimen permanente que cada cable de propiedades específicas puede admitir.

Para obtener la intensidad ( $I_{\text{diseño}}$ ) mediante la cual, utilizando las tablas de la normativa correspondiente o de los fabricantes, selección la sección del cable, debemos utilizar la Ecuación 3.1, donde se dividirá la intensidad de la instalación ( $I_{\text{real}}$ ) entre una serie de factores de corrección dependiendo de la temperatura ambiente, agrupación de cables o método de instalación, entre otros.

$$I_{\text{diseño}} = \frac{I_{\text{real}}}{\sum F_{\text{corrección}}} \quad (3.1)$$

- CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y en el extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a

los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

Mediante la Ecuación 3.2 se puede obtener la caída de tensión en función de la intensidad en régimen permanente (I) y de la resistencia eléctrica (R):

$$\Delta U = R \cdot I \quad (3.2)$$

#### - CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Según indicaciones del REBT este criterio *“no es determinante en las instalaciones de baja tensión”*.

Normalmente, el criterio más restrictivo es el de calentamiento, por tanto se suele obtener la sección mínima por este método y después comprobar, aplicando los otros dos criterios, que la sección obtenida es válida y cumple las tres condiciones.

## 3.1. Sistema de arranque

Por lo general, el sistema de arranque de los motores de explosión en automoción se compone de:

- El grupo motor que realiza la puesta en marcha, siendo este un motor de arranque eléctrico, de potencia adecuada al motor térmico, el cual se pone en marcha con los respectivos dispositivos de acoplamiento y accesorios, como, por ejemplo: el interruptor de mando mecánico o electromagnético.
- La batería, de tipo, tensión, corriente y capacidad adecuadas.
- Los cables de conexión de la batería al motor de arranque.

El motor de arranque, al recibir la señal de puesta en marcha, demanda la energía eléctrica necesaria para acelerar el motor de combustión hasta la velocidad mínima de funcionamiento. La energía eléctrica es proporcionada por las baterías de arranque, especialmente diseñadas

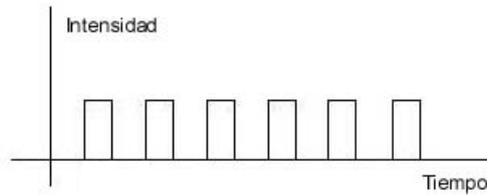
para intensas descargas en breves espacios de tiempo. Esta unión y transmisión de energía eléctrica se realiza mediante conductores eléctricos, los cuales no deberán ofrecer una resistencia excesiva puesto que podría provocar el fallo de arranque, no poniéndose en marcha el grupo electrógeno.



**Figura 3.1. Sistema de arranque grupo electrógeno gama pesada**

El funcionamiento del motor de arranque en el proceso de puesta en marcha es el aspecto más influyente en el sistema de arranque, cuyo conocimiento será vital para dimensionar de un modo eficiente el cableado de dicho sistema.

El motor de arranque comienza con una intensidad muy elevada y de muy corta duración, la cual se genera al comenzar a mover el cigüeñal del motor de combustión. A continuación, va a ir disminuyendo rápidamente la intensidad, acelerando el cigüeñal, hasta alcanzar la intensidad de arranque, mediante la cual se alcanza la velocidad mínima de arranque. Si el motor de combustión consigue arrancar, el motor eléctrico decelera, disminuyendo la intensidad, hasta pararse. Es posible que esta operación de arranque se repita sin éxito, debiendo diseñar el circuito de arranque convenientemente para 5 intentos fallidos de arranque, lo cual conlleva un sobreesfuerzo a los cables eléctricos y baterías. Cada ciclo de arranque está formado por el intento de arranque y por el tiempo de descanso entre los intentos de arranque, cuya duración es la misma que el intento de arranque, para evitar un calentamiento excesivo en el motor eléctrico, como se aprecian en la Figura 3.2:



**Figura 3.2. Ciclo de arranque de un grupo electrógeno**

### **3.1.1. Estudio y consideraciones**

Ya analizados en detalle, en apartados anteriores, las características de cada componente que constituye el sistema de arranque del generador, se entra en detalle acerca del dimensionado de los cables, teniendo en cuenta previamente el particular funcionamiento del motor de arranque.

Como se comentó en apartados anteriores, no existe normativa alguna que contemple este cableado eléctrico tan particular del arranque de motores de combustión, siendo necesario realizar una búsqueda de información relacionada y un análisis detallado de los criterios a seguir para poder dimensionar los cables destinados al arranque de los grupos electrógenos con la máxima eficiencia y fiabilidad.

#### **3.1.1.1. Comportamiento térmico de los conductores aéreos**

La temperatura superficial de los conductores es una función de los siguientes parámetros: propiedades del material del conductor, diámetro del conductor, condiciones superficiales del conductor, condiciones meteorológicas y corriente eléctrica por el conductor

Tanto las propiedades del material, como el diámetro, son propiedades químicas y físicas específicas permanentes. Las condiciones superficiales, en cambio, pueden variar con el tiempo y ser dependientes de condiciones atmosféricas diferentes a las condiciones meteorológicas. Estas varían enormemente con la hora del día o la estación. La corriente eléctrica, puede ser constante o puede variar con el sistema de cargas, con la necesidad de generación u otros factores.

Para relacionar estos parámetros, se recurrirá a la ecuación del calor. En el estudio del régimen permanente de funcionamiento [4], se asumirá que el conductor está en equilibrio térmico, por lo que no habrá acumulación de calor, de esta forma, se plantea un equilibrio entre el calor generado y el disipado por el conductor.

$$Q_{\text{gen}} = Q_{\text{dis}} \quad (3.3)$$

Para condiciones no estacionarias de funcionamiento, el conductor no está en equilibrio térmico. En estas condiciones la ecuación del calor tendrá en cuenta el calor acumulado por el conductor.

$$Q_{\text{acum}} = Q_{\text{gen}} - Q_{\text{dis}} \quad (3.4)$$

Para la determinación de la temperatura del conductor cuando se produce un cortocircuito, se podría asumir que no hay enfriamiento (estado adiabático).

$$Q_{\text{acum}} = Q_{\text{gen}} \quad (3.5)$$

En todos los estudios considerados, por aplicación directa del criterio de calentamiento, se debe comprobar que la corriente transportada por el conductor no genere temperaturas superiores a los límites marcados por el material aislante que envuelve al conductor desnudo, mencionados en los próximos capítulos.

Se hará un análisis de los documentos relacionados con la obtención de dichas energías, dependiendo del régimen en el que nos encontremos. Finalmente se estudiará cual será el procedimiento a seguir, en base a las características de la instalación en estudio.

#### **3.1.1.1.1. Evaluación de la temperatura del conductor en régimen permanente**

Existen numerosos métodos para la obtención de los valores de la energía generada en el interior del conductor eléctrico y la energía disipada en régimen permanente.

- **DOCUMENTO CIGRE**

Este estudio [5] es el más extenso y detallado, proporcionando un método de cálculo empleado a nivel europeo.

La generación de calor en el conductor es suma de cinco componentes. La primera es la generación interna del conductor por efecto Joule ( $P_j$ ). La segunda componente es el calor generado por flujos magnéticos en el interior del conductor ( $P_m$ ). La tercera componente es la radiación solar incidente sobre el conductor ( $P_s$ ). La cuarta es el efecto piel ( $P_p$ ). Y la quinta y última es el calor generado por efecto corona en el conductor ( $P_i$ ).

$$P_{\text{gen}} = P_j + P_m + P_s + P_p + P_i \quad (3.6)$$

- CALENTAMIENTO GENERADO POR EFECTOS MAGNÉTICOS

El efecto magnético se refiere al calentamiento del conductor debido al flujo alterno magnético que causa un calentamiento por corrientes inducidas e histéresis magnética. Este fenómeno es generalmente insignificante con conductores no féreos a frecuencia industrial, por tanto, debido a la utilización del cobre como material conductor, es un parámetro que se puede despreciar.

- CALENTAMIENTO GENERADO POR EFECTO PIEL

El efecto piel hace referencia al incremento en la resistencia del conductor, en función de la frecuencia en corriente alterna, debido a la distribución heterogénea de densidad de corriente. Como tenemos corriente continua en el tramo en estudio, se puede despreciar este calentamiento, ya que la densidad de corriente es similar en todo el conductor.

- CALENTAMIENTO GENERADO POR EFECTO JOULE EN EL CONDUCTOR

Se conoce como efecto Joule al fenómeno irreversible por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. El nombre es en honor a su descubridor, el físico británico James Prescott Joule

Teniendo en cuenta el uso de conductores no féreos, la generación de calor producida por efecto Joule se puede calcular como:

$$P_j = I^2 R_{cc} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_m - 20^\circ\text{C})] \quad (3.7)$$

Dónde:

I Es la corriente que circula por el conductor (A).

R<sub>cc</sub> Es la resistencia en corriente continua a 20°C por unidad de longitud ( $\Omega/\text{m}$ ).

$\alpha$  Es el coeficiente de variación de la resistividad eléctrica a 20°C ( $^\circ\text{C}^{-1}$ ).

T<sub>m</sub> Es la temperatura media del conductor ( $^\circ\text{C}$ ). Asumiendo que la generación interna de calor es uniforme, se tomará la de la superficie.

- CALENTAMIENTO SOLAR

La radiación solar incidiendo sobre el conductor hace que la temperatura de éste aumente. La ecuación que define este calentamiento es:

$$P_s = \alpha_s \cdot S \cdot d_c \quad (3.8)$$

Dónde:

$\alpha_s$  Es el coeficiente de absorción de la superficie del conductor

$S$  Es la radiación solar en la zona ( $W/m^2$ )

$d_c$  Es el diámetro exterior del conductor (m)

Este parámetro va a ser muy variable, debido a la influencia de la situación en la que se encuentre el grupo electrógeno, y a sus condiciones de instalación, ya que la gran mayoría van protegidos del sol dentro de una carrocería.

#### - CALENTAMIENTO POR EFECTO CORONA

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno.

Debido a las bajas tensiones empleadas se puede despreciar este parámetro.

En cuanto a la evacuación de calor, los medios por los que el conductor disipa calor al ambiente son: por convección, por radiación y por evaporación.

$$P_{dis} = P_c + P_r + P_w \quad (3.9)$$

#### - EVACUACIÓN DE CALOR POR CONVECCIÓN

Cuando una línea está cargada, la superficie del conductor provoca el calentamiento del aire adyacente a él, haciendo que disminuya la densidad del aire, elevándose el aire más cálido en caso de convección natural ( $V = 0$ ) o siendo arrastrado en el caso de convección forzada ( $V \neq 0$ ). El análisis dimensional muestra que ciertos grupos adimensionales son normalmente utilizados en los cálculos de transferencia de calor por convección. Quedando determinadas las pérdidas por:

$$P_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_s - T_a) \cdot Nu \quad (3.10)$$

Dónde:

$\lambda_f$  Es la conductividad térmica del aire ( $W/m \cdot K$ )

$T_s$  Es la temperatura de la superficie del cable (K)

$T_a$  Es la temperatura ambiente (K)

Nu Es el número de Nusselt

En los grupos electrógenos se emplean ventilador cuya función es refrigerar el interior del grupo, evitando elevadas temperaturas en su interior. Por tanto, para convección forzada, el número de Nusselt se obtiene mediante:

$$Nu = B_1 \cdot (Re)^n \quad (3.11)$$

Donde  $B_1$  y  $n$  son constantes dependientes del número de Reynolds y de la rugosidad de la superficie del conductor  $R_f$ . Los valores de estas constantes se pueden obtener de la Tabla 3.1:

Superficie	Reynolds		$B_1$	N
	desde	hasta		
Todas las superficies	$10^2$	$2,65 \cdot 10^3$	0,641	0,471
$R_f \leq 0.05$	$>2,65 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^4$	0,178	0,633
$R_f > 0.05$	$>2,65 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^4$	0,048	0,800

Tabla 3.1. Valores de las constantes empleadas en el cálculo del número de Nusselt

Dónde

$$Rf = \frac{d}{2 \cdot (D-d)} \quad (3.12)$$

Siendo  $d$  el diámetro del alambre de la capa más externa y  $D$  el diámetro total.

El número de Reynolds se puede calcular como:

$$Re = \frac{\rho_r \cdot V \cdot D}{\nu_f} \quad (3.13)$$

Siendo:

$\rho_r$  Es la densidad relativa del aire ( $\text{kg/m}^3$ )

$V$  Es la velocidad del viento ( $\text{m/s}$ )

$\nu_f$  Es la viscosidad cinemática ( $\text{m}^2/\text{s}$ )

La dirección del viento juega un papel importante en la efectividad del enfriamiento por convección forzada, pero debido a la disposición de los cables de baterías, los cuales no siguen una distribución homogénea, no se tiene en cuenta.

#### - EVACUACIÓN DE CALOR POR RADICACIÓN

Debido al hecho de que las pérdidas por radiación son normalmente una pequeña parte de las pérdidas totales, especialmente con convección forzada, suele ser una buena aproximación utilizar la siguiente expresión:

$$Pr = \pi \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \sigma_B \cdot [(Ts + 273)^4 - (Ta + 273)^4] \quad (3.14)$$

Dónde:

- D Es el diámetro exterior del conductor (m<sup>2</sup>)
- $\varepsilon$  Es la emisividad del conductor (varía entre 0.23 y 0.95, pero se sugiere usar 0.5)
- $\sigma_B$  Es la constante de Stefan-Boltzmann ( $5,6697 \cdot 10^{-8}$  W/m<sup>2</sup>K)
- Ta Es la temperatura ambiente (K)
- Ts Es la temperatura de la superficie del conductor (K)

#### - EVACUACIÓN DE CALOR POR RADICACIÓN

El enfriamiento debido a la evaporación no se altera de forma significativa con el vapor de agua contenido en el aire o con las gotas de agua que se arrastran en el flujo alrededor del conductor. Esta evacuación de calor se altera en cuanto el conductor se moja. El enfriamiento por evaporación generalmente es ignorado, estando además del lado de la seguridad.

#### • REGLAMENTO LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

A pesar de que este reglamento [] es para instalaciones de alta tensión, esta normativa hace indicaciones útiles que pueden ser aplicadas a la instalación en estudio, facilitando los elementos necesarios para obtener la capacidad de carga de un cable en servicio permanente, a partir de la temperatura nominal de operación de los aislamientos en función de su composición.

Se hace un balance de energía, donde se va a generar un calor en el conductor debido al paso de la corriente eléctrica a través del mismo, alcanzándose un equilibrio térmico cuando el calor disipado al ambiente es igual al generado por las pérdidas producidas por efecto Joule, llegando a la temperatura de equilibrio.

Por tanto, la intensidad máxima admisible ( $I_{ad}$ ) en servicio permanente vendrá dada por la cantidad de calor, que por unidad de tiempo, puede evacuarse desde el cable al ambiente,

estando el cable a la máxima temperatura que nos garantiza su vida útil estimada, es decir, su temperatura de régimen permanente ( $T_{rp}$ ). Mediante estas consideraciones se podrá estimar la temperatura que tendrá el conductor en función de la intensidad en régimen permanente.

Así pues, el calor generado por efecto Joule ( $P_e$ ), por unidad de tiempo, resulta:

$$P_e = p \cdot R \cdot I^2 \quad (3.15)$$

Siendo:

$p$  Número de conductores bajo la envolvente o cubierta común ( $p = 1$  para cable unipolar)

$R$  Resistencia eléctrica del conductor ( $\Omega$ )

$I$  Intensidad eléctrica (A)

El calor disipado al ambiente debido a la diferencia de temperatura entre el cable y el ambiente, por unidad de tiempo, resulta:

$$P_t = \frac{\Delta T}{R_t} \quad (3.16)$$

Siendo:

$P_t$  Potencia calorífica

$\Delta T$  Diferencia de temperatura entre el cable eléctrico ( $T_{rp}$ ) y el ambiente ( $T_a$ )

$R_t$  Resistencia térmica

Igualando las Ecuaciones 3.15 y 3.16, para un cable unipolar ( $p = 1$ ) se obtiene:

$$R \cdot I^2 = \frac{\Delta T}{R_t} \quad (3.17)$$

Dónde:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (3.18)$$

Siendo

$\rho$  Resistividad eléctrica del conductor ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )

$L$  Longitud del conductor (m)

$S$  Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )

Con las Ecuaciones 3.17 y 3.18, se puede despejar el valor buscado:

$$I_{ad} = \sqrt{\frac{S \cdot (T_{rp} - T_a)}{\rho \cdot L \cdot R_t}} \quad (3.19)$$

Pudiendo también despejar, según el interés, el valor de la temperatura en régimen permanente, conocidos los otros parámetros, siendo estos constantes a lo largo del tiempo:

$$T_{rp} = T_a + \frac{\rho \cdot L \cdot R_t \cdot I_{ad}^2}{S} \quad (3.20)$$

La resistencia térmica es el parámetro más complejo que aparece en la sencilla expresión. En su evaluación exacta habrá que considerar la transmisión de calor al ambiente por conducción (a través del material conductor, aislamiento, cubierta, etc.), convección y radiación. Siendo su desarrollo teórico bastante complejo.

- **NORMA UNE 21144**

Esta normativa [7] contiene una serie de métodos para calcular la intensidad máxima admisible, en régimen permanente, en los cables aislados, a partir de los detalles de incremento de temperatura admisible, resistencia del conductor, pérdidas y resistividades térmicas, suponiendo que las condiciones medioambientales permanecen constantes.

La intensidad de corriente admisible en un cable, para corriente continua, se obtiene partiendo de la Ecuación 3.21, expresión que da el calentamiento del conductor por encima de la temperatura ambiente:

$$\Delta\theta = \left( I^2 R + \frac{W_d}{2} \right) T_1 + [I^2 R(1 + \lambda_1) + W_d] n T_2 + [I^2 R(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d] n (T_3 + T_4) \quad (3.21)$$

Dónde:

- I Es la intensidad de la corriente que circula por el conductor (A)
- $\Delta\theta$  Es el calentamiento del conductor respecto a la temperatura ambiente (K)
- R Es la resistencia del conductor bajo los efectos de la corriente alterna, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio ( $\Omega/m$ )
- $W_d$  Son las pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud, del aislamiento que rodea al conductor (W/m)

- $T_1$  Es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y la envolvente ( $K \cdot m/W$ )
- $T_2$  Es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del relleno de asiento entre la envolvente y la armadura ( $K \cdot m/W$ )
- $T_3$  Es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del revestimiento exterior del cable ( $K \cdot m/W$ )
- $T_4$  Es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre la superficie del cable y el medio circundante ( $K \cdot m/W$ )
- $n$  Es el número de conductores aislados en servicio en el cable (conductores de la misma sección y transportando la misma carga)
- $\lambda_1$  Es la relación de las pérdidas en la cubierta metálica o pantalla con respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable
- $\lambda_2$  Es la relación de las pérdidas en la armadura respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable

La intensidad de corriente alterna admisible se obtiene de la Ecuación 3.21, como se indica a continuación:

$$I = \left[ \frac{\Delta\theta - W_d [0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0,5} \quad (3.22)$$

Mediante la siguiente simplificación de la Ecuación 3.22, se obtiene la expresión de la intensidad de corriente admisible en un cable para corriente continua

$$I = \left[ \frac{\Delta\theta}{R'T_1 + nR'T_2 + nR'(T_3 + T_4)} \right]^{0,5} \quad (3.23)$$

Dónde

- $R'$  Es la resistencia del conductor con corriente continua, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio ( $\Omega/m$ )

Como:

$$\Delta\theta = T_c - T_a \quad (3.24)$$

Sustituyendo en la Ecuación 3.23, la temperatura del conductor, conocida la intensidad en régimen permanente y los demás parámetros ya mencionados, se obtendría mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + I^2 [R'T_1 + nR'T_2 + nR'(T_3 + T_4)] \quad (3.25)$$

• **REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN**

Otro método para obtener la temperatura del conductor en régimen permanente, con unas condiciones mantenidas de funcionamiento, es el que se indica en el REBT [3].

Dónde, para calcular la temperatura máxima prevista en servicio de un cable, considera que el incremento de temperatura del cable con respecto a la temperatura ambiente  $T_0$  es proporcional al cuadrado del valor eficaz de intensidad.

$$\Delta T = T - T_0 = \text{Constante} \cdot I^2 \quad (3.26)$$

$$\Delta T_{\text{máx}} = \text{Constante} \cdot I_{\text{máx}}^2 \quad (3.27)$$

Por tanto:

$$\frac{\Delta T}{I^2} = \frac{\Delta T_{\text{máx}}}{I_{\text{máx}}^2} \quad (3.28)$$

Quedando finalmente:

$$T = T_0 + (T_{\text{máx}} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{\text{máx}}}\right)^2 \quad (3.29)$$

Dónde

T Temperatura real estimada del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_{\text{máx}}$  Temperatura máxima admisible para el conductor según su tipo de aislamiento ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_0$  Temperatura ambiente para el conductor ( $^{\circ}\text{C}$ )

I Intensidad prevista para el conductor (A)

$I_{\text{máx}}$  Intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación (A)

Quedando una expresión bastante sencilla para obtener la temperatura en modo continuo.

### 3.1.1.1.2. Evaluación de la temperatura del conductor en régimen transitorio

En el análisis del comportamiento térmico del conductor eléctrico en régimen transitorio, entra en juego el parámetro temporal, siendo la temperatura dependiente del tiempo.

- **DOCUMENTO CIGRE**

La ecuación diferencial, para la evaluación de la temperatura del conductor en régimen transitorio, que tiene en cuenta el balance energético en un sólido isotrópico en coordenadas cilíndricas es:

$$\frac{T}{t} = \frac{\lambda}{\gamma c} \cdot \left( \frac{T}{r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{T}{r} + \frac{1}{r^2} \cdot \frac{T}{\phi^2} + \frac{T}{z^2} \right) + \frac{q(T, \phi, z, r, t)}{\gamma c} \quad (3.30)$$

Dónde:

- c Calor específico
- q Calor por unidad de volumen
- r Radio
- T Temperatura
- t Tiempo
- Z Longitud axial
- $\lambda$  Conductividad térmica
- $\phi$  Ángulo acimutal

Considerando un cilindro semi-infinito, se pueden despreciar los términos  $z$  y  $\phi$ . Asumiendo una distribución radial de la temperatura, y ya que  $m=\gamma A$  y  $q=P/A$ , siendo  $A$  el área de sección transversal y  $P$  la potencia por unidad de longitud, la Ecuación 3.30 se puede reducir a la siguiente ecuación diferencial:

$$m \cdot c \cdot \frac{dT_{av}}{dt} = P_j + P_M + P_s - P_r - P_c \quad (3.31)$$

Los términos de la derecha de la ecuación ya han sido explicados y desarrollados anteriormente. Si la generación supera a la evacuación de calor,  $dT/dt$  será positivo, aumentando la temperatura del conductor. Si, por el contrario, la evacuación supera a la generación de calor,  $dT/dt$  será negativa, disminuyendo la temperatura del conductor.

- GENERACIÓN DEPENDIENTE DEL TIEMPO

La Ecuación diferencial 3.31 puede ser resuelta por integración numérica, pero con ciertas aproximaciones es posible obtener una solución muy próxima a la exacta. En particular, si las pérdidas por radiación pueden ser linealizadas, o las pérdidas relativamente pequeñas con respecto a la convección forzada y la generación solar y por efectos magnéticos se asumen constantes, la solución a la Ecuación 3.31 es:

$$t = \frac{-mc\theta_m}{I^2 R_{ac} + P_s} \left[ \beta(\theta - \theta_1) + (1 + \beta\theta_m) \ln \left( \frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1} \right) \right] \quad (3.32)$$

El calor específico ha sido obtenido a la temperatura ambiente. Debido a los valores tan pequeños de  $\beta$ , la Ecuación 3.32 se puede aproximar de la siguiente manera:

$$t = \frac{-mc\theta_m}{I^2 R_{ac} + P_s} \ln \left( \frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1} \right) \quad (3.33)$$

Dónde

- $R_{ac}$  Resistencia en alterna por unidad de longitud a temperatura ambiente
- $\theta$   $(T_{av} - T_a)$  Diferencia de temperatura entre el conductor y el ambiente
- $\theta_1$   $(T_{av1} - T_a)$  Diferencia inicial de temperatura entre el conductor y el ambiente
- $\theta_m$   $(T_{avm} - T_a)$  Diferencia asintótica de temperatura entre el conductor y el ambiente

La Figura 3.3 muestra la característica térmica para un conductor después de escalón de aumento de corriente.

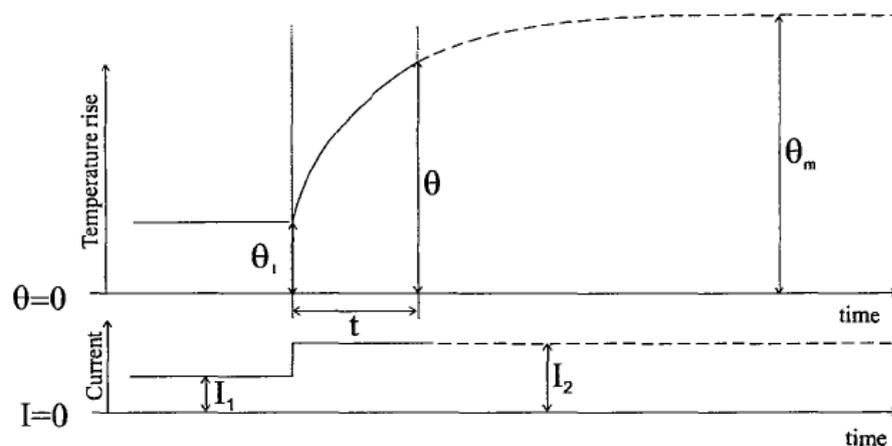


Figura 3.3. Respuesta térmica de un conductor tras escalón de aumento de corriente

La constante de tiempo térmica  $\tau_h$  es el intervalo de tiempo para que el incremento de temperatura aumente hasta un 63,2% de la temperatura asintótica  $\theta_m$  (estado estacionario). La constante de tiempo térmica se calcula a partir de:

$$\tau_h = \frac{mc\theta_m}{I^2R_{ac}+P_s} \quad (3.34)$$

Por lo tanto, aplicando la Ecuación 3.34 a la Ecuación 3.33,

$$t = \tau_h \ln \left( \frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1} \right) \quad (3.35)$$

O también

$$\theta \cong \theta_m - (\theta_m - \theta_1)e^{-\frac{t}{\tau_h}} \quad (3.36)$$

También se puede estudiar la situación en la que una corriente estacionaria  $I_1$  ha producido su máximo incremento de temperatura en el conductor  $\theta_{m1}$  y se vuelve a producir un escalón de corriente  $I_2$ , lo que se traduce en otro incremento de temperatura  $\theta_{m2}$ , entonces el tiempo del intervalo  $t_{12}$  en el que se produce el aumento de temperatura desde  $\theta_{m1}$  hasta el valor prescrito  $\theta_2$  es:

$$t_{12} \cong \tau_h \ln \left( \frac{\theta_{m2} - \theta_2}{\theta_{m2} - \theta_{m1}} \right) \quad (3.37)$$

#### - ENFRIAMIENTO DEPENDIENTE DEL TIEMPO

Cuando desde una corriente inicial  $I_1$ , donde la temperatura se encuentra en un incremento estacionario  $\theta_{m1}$ , se produce un escalón de bajada hasta una corriente  $I_2$ , con condiciones atmosféricas constantes, se llega a que la solución de la Ecuación 3.31 es:

$$t = \frac{-mc\theta_{m1}}{P_1} \left[ \beta(\theta - \theta_{m1}) + \left( 1 + \frac{\beta P_2 \theta_{m1}}{P_1} \right) \ln \left( \frac{P_1 \frac{\theta}{\theta_{m1}} - P_2}{P_1 - P_2} \right) \right] \quad (3.38)$$

Donde

$$P_1 = I^2R_{ac}(1 + \alpha\theta_{m1}) + P_s - \alpha I^2R_{ac}\theta_{m1} = I^2R_{ac} + P_s \quad (3.39)$$

De igual modo que anteriormente, al ser  $\beta$  muy pequeño la ecuación x se puede reducir a:

$$t = \frac{-mc\theta_{m1}}{P_1} \ln \left( \frac{P_1 \frac{\theta}{\theta_{m1}} - P_2}{P_1 - P_2} \right) \quad (3.40)$$

En la Figura 3.4 se puede observar la característica de enfriamiento después de un escalón de bajada en la corriente:

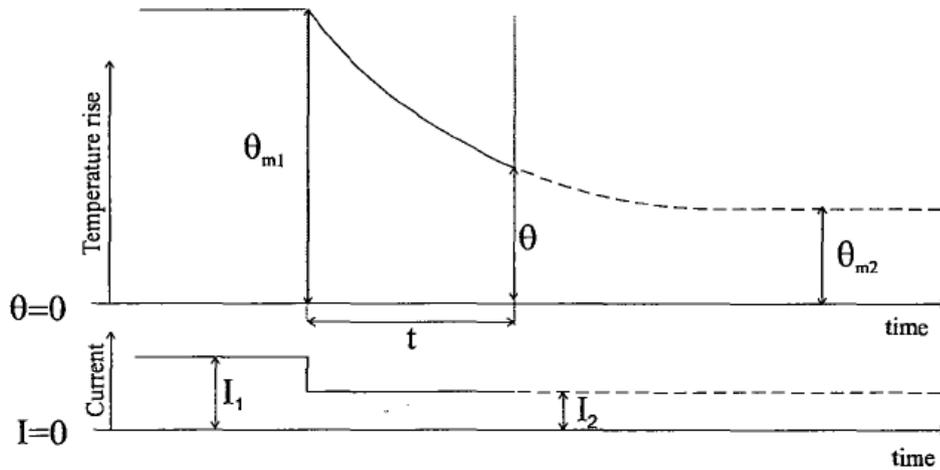


Figura 3.4. Respuesta térmica de un conductor tras escalón de descenso de corriente

La constante de tiempo durante el enfriamiento del conductor se define como el intervalo de tiempo para que el incremento de temperatura decaiga hasta el 36,8% del valor inicial. La constante de tiempo térmica para un conductor de un solo metal es:

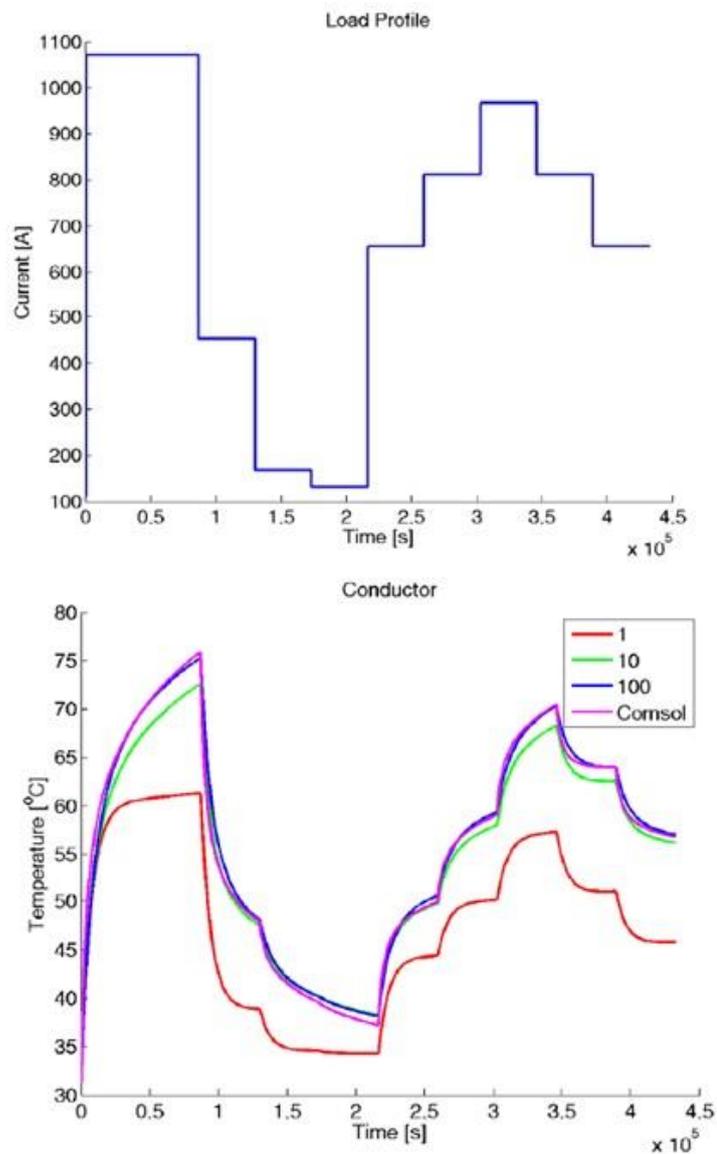
$$\tau_{co} = \frac{mc\theta_m}{P_1} \quad (3.41)$$

El intervalo de tiempo  $t_{12}$  para que el incremento de temperatura caiga de  $\theta_1$  a  $\theta_2$  es:

$$t_{12} \cong -\tau_{co} \ln \left( \frac{P_1 \frac{\theta_2}{\theta_{m1}} - P_2}{P_1 \frac{\theta_1}{\theta_{m1}} - P_2} \right) \quad (3.42)$$

Cabe señalar que el método aproximado puede dar lugar a intervalos de tiempo calculados que son un poco no conservativos, especialmente para bajas velocidades de viento.

Agrupando ambos comportamientos, se puede apreciar en la Figura 3.5, la respuesta térmica del conductor eléctrico ante escalones de aumento y descenso de corriente, dependiendo de la sección (en unidades americanas):



**Figura 3.5. Respuesta térmica del conductor ante escalones de corriente**

Como se puede observar, la respuesta del conductor ante escalones de corriente es en un principio exponencial, disminuyendo la pendiente de la curva con el paso del tiempo, debido al calor disipado por el conductor, hasta hacerse prácticamente constante, siempre y cuando esa intensidad en modo continuo sea inferior o igual a su intensidad máxima nominal.

También se puede apreciar que se necesita de considerables espacios de tiempo para que esos escalones se traduzcan en considerables aumentos de temperatura.

- **APLICANDO TERMODINÁMICA**

Si consideramos que el calor generado, por efecto Joule, es igual al calor acumulado por el conductor, es decir, se está siguiendo la hipótesis de estado adiabático. Dónde, debido a los cortos espacios de tiempo, el calor que va a disipar el conductor va a ser muy pequeño, pudiéndolo despreciar, estando esta aproximación del lado de la seguridad.

Para obtener la energía desarrollada en el conductor, debido al paso a través de este de una corriente eléctrica, partimos del concepto de que la potencia disipada en un conductor es igual a la diferencia de potencial ( $V$ ) a la que está sometido, multiplicada por la intensidad de corriente  $I$  que lo atraviesa:

$$P = V \cdot I \quad (3.43)$$

La energía desarrollada  $E$  es el producto de la potencia  $P$  por el tiempo  $t$  transcurrido

$$E = P \cdot t \quad (3.44)$$

Por tanto

$$E = V \cdot I \cdot t \quad (3.45)$$

Añadiendo la ley de Ohm, quedará:

$$V = I \cdot R \quad (3.46)$$

$$E = I^2 \cdot R \cdot t \quad (3.47)$$

Siendo la resistencia la componente que transforma la energía eléctrica en calor.

El calor es la energía transferida de un sistema a otro (o de un sistema a sus alrededores) debido en general a una diferencia de temperatura entre ellos. El calor que absorbe o cede un sistema termodinámico, en equilibrio, depende normalmente del tipo de transformación que ha experimentado dicho sistema.

Dos o más cuerpos en contacto que se encuentran a distinta temperatura alcanzan, pasado un tiempo, el equilibrio térmico (misma temperatura). Este hecho se conoce como Principio Cero de la Termodinámica.

Un aspecto del calor que conviene resaltar es que los cuerpos no almacenan calor sino energía interna. El calor es por tanto la transferencia de parte de dicha energía interna de un sistema a otro, con la condición de que ambos estén a diferente temperatura. Sus unidades en el Sistema Internacional son los julios (J).

La expresión que relaciona la cantidad de calor que intercambia una masa  $m$  de una cierta sustancia con la variación de temperatura ( $\Delta T$ ) que experimenta es:

$$Q = C_e \cdot m \cdot (T_f - T_i) \quad (3.48)$$

Dónde  $C_e$  es el calor específico o capacidad calorífica (J/kg°C) del material o sustancia. En general, el calor específico de una sustancia depende de la temperatura. Sin embargo, como esta dependencia no es muy grande, suele tratarse como una constante.

Para calcular la masa de un cable eléctrico, dependerá del número de alambres o conductores que formen el cable o si está formado por un único conductor, cambiando por tanto el área de la siguiente expresión:

$$m = \gamma \cdot A \cdot L \quad (3.49)$$

Dónde:

$m$  Es la masa (kg)

$\gamma$  Es la densidad del material (kg/m<sup>3</sup>)

$A$  Es el área (m<sup>2</sup>). Para un único conductor ( $A = \pi \cdot D^2/4$ ). Para más de un conductor ( $A_T = (\pi \cdot D_{1 \text{ conductor}}^2/4) \cdot N^{\circ} \text{ conductores}$ )

$L$  Es la longitud del conductor (m)

Igualando las expresiones 3.47, 3.48 y 3.49, nos quedará la siguiente expresión:

$$R \cdot I^2 \cdot t = C_e \cdot \gamma \cdot A \cdot L \cdot (T_2 - T_1) \quad (3.50)$$

Dónde la resistencia eléctrica, como ya se ha visto anteriormente, depende de:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = \rho_{20} [1 + \alpha \cdot (T - 20^{\circ}\text{C})] \cdot \frac{L}{S} \quad (3.51)$$

Quedando la Ecuación 3.52 como la resultante de este estudio:

$$\rho_{20} [1 + \alpha \cdot (T_2 - 20^{\circ}\text{C})] \cdot \frac{L}{S} \cdot I^2 \cdot t = C_e \cdot \gamma \cdot A \cdot L \cdot (T_2 - T_1) \quad (3.52)$$

Por tanto, si tenemos un conductor eléctrico conocido el material que lo forma, la sección, longitud, intensidad que lo atraviesa, en intervalos de tiempo, y la temperatura inicial, se puede calcular la temperatura que va a alcanzar ese conductor, viendo si dicha temperatura va a ser admisible para el material aislante que lo protege.

Despejando la temperatura final:

$$T_2 = \frac{\frac{\rho_{20} \cdot L \cdot I^2 \cdot t \cdot (1 - 20 \cdot \alpha)}{S} + C_e \cdot \gamma \cdot A \cdot L \cdot T_1}{C_e \cdot \gamma \cdot A \cdot L - \frac{\rho_{20} \cdot L \cdot I^2 \cdot t \cdot (1 - 20 \cdot \alpha)}{S}} \quad (3.53)$$

Como ya se ha comentado, este método va a ser válido para analizar el comportamiento térmico del conductor en los primeros instantes, en la primera respuesta del mismo ante cambios de intensidad en cortos espacios de tiempo, siendo una aproximación válida el despreciar el calor cedido por el conductor debido precisamente al corto periodo de tiempo en el que está llevando a cabo.

Conforme aumentamos el tiempo, la aportación del calor cedido al ambiente va a ser mayor, pero esto no se tiene en cuenta en la Ecuación 5.53, no disminuyendo la temperatura conforme aumenta la disipación de calor. Mediante esta ecuación sólo se obtienen incrementos de temperatura con el tiempo, nunca decrecientes.

Este planteamiento se obtuvo bajo asesoramiento de una empresa dedicada a la fabricación y distribución de cables eléctricos.

### **3.1.1.2. Intensidad de cortocircuito**

Por condición del criterio de la intensidad de cortocircuito, la temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración, para tiempos inferiores a 5 segundos, asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser 160°C para cables con aislamiento termoplástico y 250°C con aislamiento termoestable.

Para los cortocircuitos de una duración (t) como máximo igual a cinco segundos, la duración necesaria para que una corriente de cortocircuito eleve la temperatura de los conductores al límite admisible en servicio normal al valor límite, puede calcularse, en primera aproximación, con ayuda de la siguiente fórmula:

$$t = \sqrt{k \cdot \frac{S}{I}} \quad (3.54)$$

Dónde:

- t Es la duración del cortocircuito (s)
- S Es la sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- I Es la corriente de cortocircuito efectiva (A)
- k Es una constante que depende del material aislante del conductor. De valor:
  - 115 para los conductores de cobre aislados con Policloruro de vinilo.
  - 135 para los conductores de cobre aislados con caucho para uso general, con butilo, con polietileno reticulado o con etileno propileno.
  - 74 para conductores de aluminio aislados con Policloruro de vinilo.
  - 87 para los conductores de aluminio aislados con caucho para uso general, con butilo, con polietileno reticulado o con etileno propileno.
  - 115 para conexiones soldadas con estaño en los conductores de cobre, correspondientes a una temperatura de 160 °C.

Para materiales aislantes distintos a los mencionados, se debería obtener el valor de la constante (k) mediante la aplicación de otras ecuaciones en función de las características del material aislante.

### 3.1.1.3. Caída de tensión

Analizados los aspectos térmicos de los cables, nos quedaría por estudiar las caídas de tensión generadas durante la puesta en marcha en el sistema de arranque. En la búsqueda de información, las indicaciones de los fabricantes de motores de combustión, motores de arranque, cables y baterías realizan indicaciones respecto a las caídas de tensión, por tanto puede ser de gran utilidad estudiar su comportamiento en el arranque del grupo electrógeno.

Según el REBT, esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Estas indicaciones sitúan una caída máxima de tensión del 5%, pero de un modo muy general. Siendo un tramo tan particular, se ha buscado y recopilado información de los fabricantes de motores, los cuales suelen entregar el motor de arranque incorporado en el de combustión, indicando algunas recomendaciones al respecto en

base a su experiencia. Esta información varía según el fabricante, pero hay muchos conceptos que todos ellos comparten.

Partiendo de la Ecuación 3.2, la expresión de la caída de tensión en el tramo de arranque, va a ser:

$$\Delta U = R_T \cdot I \quad (3.55)$$

Se establecen los siguientes límites de caída de tensión (4,167%), para el sistema de arranque, en función de la tensión nominal del motor de arranque:

Tensión nominal	$\Delta U_{\text{máx}}$
12 V	0,5 V
24 V	1 V

Tabla 3.2. Caída de tensión máxima admisible en el circuito de arranque

También se establecen los límites de la resistencia eléctrica del circuito de arranque ( $R_T$ ), conocida la potencia y la tensión del motor de arranque:

Tensión nominal	Salida nominal del motor de arranque	$R_T$ ( $\Omega$ )
12 V	< 2kW	<b>0,002</b>
	$\geq$ 2kW	<b>0,0012</b>
24 V	Todas	<b>0,002</b>

Tabla 3.3. Resistencia eléctrica máxima del circuito de arranque en función del motor de accionamiento

La pérdida de potencia en el tramo de arranque va a ser provocada por la resistencia eléctrica de las partes que forman el tramo por las que pasa la corriente eléctrica ( $R_T$ ). Estas partes son las conexiones de los cables con la batería, motor de arranque y desconectador de batería (opcional), el propio desconectador de batería (opcional) y el cable eléctrico.

$$R_T = R_{\text{cable}} + R_{\text{conexiones}} + R_{\text{desc}} \quad (3.56)$$

Dónde, en general, se considera que cada conexión añade una resistencia eléctrica de 0,00001  $\Omega$  y cada desconectador de batería 0,0002  $\Omega$ .

Terminales de conexión	Desconectador de batería
0,01 m $\Omega$	0,2 $\Omega$

Tabla 3.4. Resistencia eléctrica de los componentes del sistema de arranque

Se consideran terminales de conexión todos los puntos donde se conecten los cables de arranque, salvo en la conexión de baterías en serie y en la conexión de baterías en serie-paralelo, ya que la intensidad total que se considera en la expresión de la caída de tensión, va a ser la suma de la intensidad de la mitad de las baterías, siendo, por tanto, el número de conexiones de las baterías a considerar la mitad del total.

Se han encontrado indicaciones para los grupos electrógenos de mayor tamaño e incluso para el caso de 2 motores de arranque en serie, duplicando la corriente y manteniendo el voltaje, suponiendo un considerable esfuerzo por parte de las baterías y de los cables, donde:

Tensión nominal	$\Delta U_{m\acute{a}x}$	$R_T (\Omega)$	
		Un motor de arranque	Dos motores de arranque
24 V	1,5 V (6,25 %)	0,0025	0,0015

Tabla 3.5. Características del sistema de arranque de los grupos de gama pesada

Todas estas indicaciones se podrán analizar y cerciorar con gran precisión gracias a la toma de datos realizada mediante un multímetro digital y una pinza amperimétrica de corriente continua, realizando medidas en el arranque de un gran número de grupos electrógenos, y que serán analizadas en el siguiente capítulo.



Figura 3.6. Instrumentos de medidas de arranque de los grupos electrógenos

### 3.1.2. Metodología

Tras analizar en detalle cada una de las consideraciones descritas en el apartado anterior, se va a concretar los pasos a seguir para dimensionar los cables eléctricos en el sistema de arranque, en base a las características de este y a los diversos planteamientos descritos anteriormente.

El método de cálculo de sección de los conductores eléctricos encargados del arranque será el marcado por el REBT, debiendo de cumplir los tres criterios ya citados. Para cumplir estos requisitos se realizarán los siguientes métodos, de entre todos los citados en el apartado anterior, para cada criterio.

- **CRITERIO DE CALENTAMIENTO O DE INTENSIDAD MÁXIMA**

Como se puede apreciar, la función temporal es un parámetro determinante en las consideraciones térmicas del estudio del cable eléctrico. En el caso de los grupos electrógenos, se va a tener dos tramos muy diferenciados en el proceso de arranque y funcionamiento del grupo electrógeno. El primer tramo va a ser el correspondiente al arranque de motor de combustión, por medio del motor eléctrico de arranque, donde vamos a tener en el instante  $t=0$  un cortocircuito muy transitorio, seguido de elevadas intensidades en un breve espacio de tiempo, las cuales se podrán considerar como sobrecargas, como se verá más adelante. Estas altas intensidades van a ir disminuyendo progresivamente conforme aumenta la velocidad de giro del motor de arranque y, finalmente, una vez puesto en funcionamiento el motor de combustión, finaliza el trabajo del motor eléctrico, separándose el acoplamiento de las ruedas dentadas, reduciendo su velocidad e intensidad hasta pararse. Puesto ya en funcionamiento el motor de combustión, y estando parado el motor eléctrico, se tendrán unas intensidades bajas en modo continuo durante la operación nominal del grupo electrógeno, realizándose el proceso de recarga de las baterías, teniendo intensidades muy inferiores a las presentes en el proceso de arranque.

Por tanto se va a tener un proceso estacionario, pudiendo considerar que va a haber equilibrio térmico, siendo el calor generado igual al disipado por el conductor. Pero sabiendo que una vez arrancado el grupo electrógeno, y funcionando en modo continuo, van a haber intensidades muy bajas en el cable de batería, siendo el tramo más crítico el correspondiente a las sobrecargas, a la puesta en marcha del motor de combustión, se debe centrar el estudio en el análisis de ese ciclo en concreto, siendo una función dependiente del tiempo, por tanto un

proceso no estacionario, teniendo que considerar que el calor acumulado va a ser la diferencia entre el generado y el disipado por el conductor.

El proceso de arranque de los motores de combustión por medio del motor eléctrico, puede durar de 2 a 4 segundos en las condiciones más favorables, y desde 3 a 10 segundos cada arranque o intento fallido, debiendo dimensionar todo el conjunto eléctrico que lo forma para hasta 5 intentos fallidos de arranque, según indicaciones de Himoinsa. Por tanto, siguiendo estas indicaciones, vamos a tener durante el proceso de arranque un tiempo máximo estimado de 50 segundos, siendo esta la situación más desfavorable. Debido a esto, el calor que se va a disipar va a ser muy pequeño debido al corto espacio de tiempo, pudiendo considerar que no va a haber disipación de calor en el conductor, tomando todo el calor generado igual al acumulado por el conductor, siendo una estimación favorable a la seguridad.

En cuanto al número de peticiones de arranque, se considera que un grupo electrógeno, con motivo de su utilidad como grupo de suministro de energía, va a estar largos periodos de funcionamiento en modo continuo. Es decir, que en un funcionamiento general la cantidad de operaciones de arranque no serán elevadas, pero se desconoce con exactitud un número concreto de arranques por día, ya que va a depender del usuario final.

Acotado el análisis al momento de máximo esfuerzo del conductor durante el arranque, se puede considerar que el calor disipado durante cada ciclo de arranque, como se refleja en la Figura 3.5, va a ser despreciable debido al corto espacio de tiempo, suponiendo que durante ese periodo de reposo no se va a reducir la temperatura del cable. Esta hipótesis no es real, puesto que en cada intervalo de reposo el conductor va a disipar calor debido a la inexistencia de corriente, pero es cierto que esa disipación sería de escaso valor, estando dicha consideración del lado de la seguridad.

Por tanto, según las condiciones indicadas el método escogido para el cálculo de la temperatura del conductor eléctrico tras cada ciclo de arranque será mediante la aplicación de la Ecuación 3.53, a partir de la hipótesis de que el calor generado por efecto Joule en el interior del conductor eléctrico va a absorberse en su totalidad en dicho conductor por la diferencia de temperatura en un sistema termodinámico en equilibrio, sin disipación alguna de calor.

Para un cable eléctrico conocido las propiedades del material conductor, las dimensiones y la temperatura inicial, se puede obtener, para un periodo de tiempo en concreto la temperatura

que alcanza el conductor en función de la intensidad que lo recorre durante ese periodo de tiempo:

$$T_2 = \frac{\frac{\rho_{20} \cdot L \cdot I^2 \cdot t \cdot (1 - 20 \cdot \alpha)}{S} + C_e \cdot \gamma \cdot A \cdot L \cdot T_1}{C_e \cdot \gamma \cdot A \cdot L - \frac{\rho_{20} \cdot L \cdot I^2 \cdot t \cdot (1 - 20 \cdot \alpha)}{S}} \quad (3.53)$$

Pudiendo comprobar fácilmente si el conductor eléctrico escogido, en base a las medidas de intensidad durante el ciclo de arranque, cumple con el criterio de calentamiento.

Realizando una comparativa entre los distintos tipos de cables que mejor comportamiento tendría para el cumplimiento de este criterio, esta vendrá determinada en función del tipo de aislamiento, ya que al soportar mayor temperatura en régimen transitorio admitirá mayor intensidad. Siendo los cables de soldadura, conocidos como H01N2-D los que mejores respuestas tienen ante esta situación, diseñado para intensidades muy elevadas en cortos espacios de tiempo.

En el *Anexo 6.3* se puede observar la diferencia, bajo indicaciones de los fabricantes de los cables eléctricos, entre la utilización de cables con aislamiento de Policloruro de Vinilo (PVC), Etileno-Propileno (EPR) y Policloropreno, más conocido como Neopreno.

#### • CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Analizando las indicaciones de los fabricantes, se puede apreciar que la gran mayoría coinciden en las caídas de tensión máximas admisibles en el sistema de arranque, mostradas en la Tabla 3.2. Por tanto, aceptando estas consideraciones, se pueden plantear dos situaciones, la primera consistiría en asegurar el cumplimiento de la resistencia máxima admisible en el sistema de arranque indicada en la Tabla 3.3, siguiendo las indicaciones de los fabricantes; la segunda en obtener la resistencia máxima admisible en función de los valores de caídas máximas de tensión ya mencionados y de los valores de intensidad medidos mediante la instrumentación de medida.

Comparando ambas posibilidades se pueden obtener las intensidades máximas admisibles resultantes de las condiciones de caída de tensión y resistencia, mostradas en la Tabla 3.6.

12 V	24 V
416.67 A	500 A

Tabla 3.6. Intensidad máxima admisible según indicaciones de fabricantes

Pero, con motivo de las mediciones realizadas en los cables de arranque, se ha comprobado que en muchos casos se dan intensidades de arranque superiores a estos límites que se deducen de las indicaciones de los fabricantes. Esto se debe a la variación de la velocidad mínima de arranque proporcionada por el motor de arranque.

Un ejemplo de esta variabilidad, es el motor de arranque más común, cuyas características son:

Potencia nominal	Tensión nominal
3 kW	12 V

Tabla 3.7. Características motor de arranque utilizado en las mediciones

Se han realizado 15 medidas de arranque de distintos grupos electrógenos con este motor de arranque, de potencias que varían desde un HFW-200-T5 con 200 kW (Figura 3.7) hasta un HFW-45-T5 con 45 kW (Figura 3.8), todas ellas con una temperatura ambiente entorno a los 20°C, variando la intensidad de arranque, en valores máximos, desde 580 A a 360 A.

Estas medidas se han realizado provocando el intento fallido del arranque, trabajando el motor eléctrico a la intensidad necesaria para alcanzar y mantener la velocidad requerida por el motor de combustión, pudiéndose considerar esta intensidad como la de arranque que se va a dar en las mismas condiciones que durante las medidas realizadas.

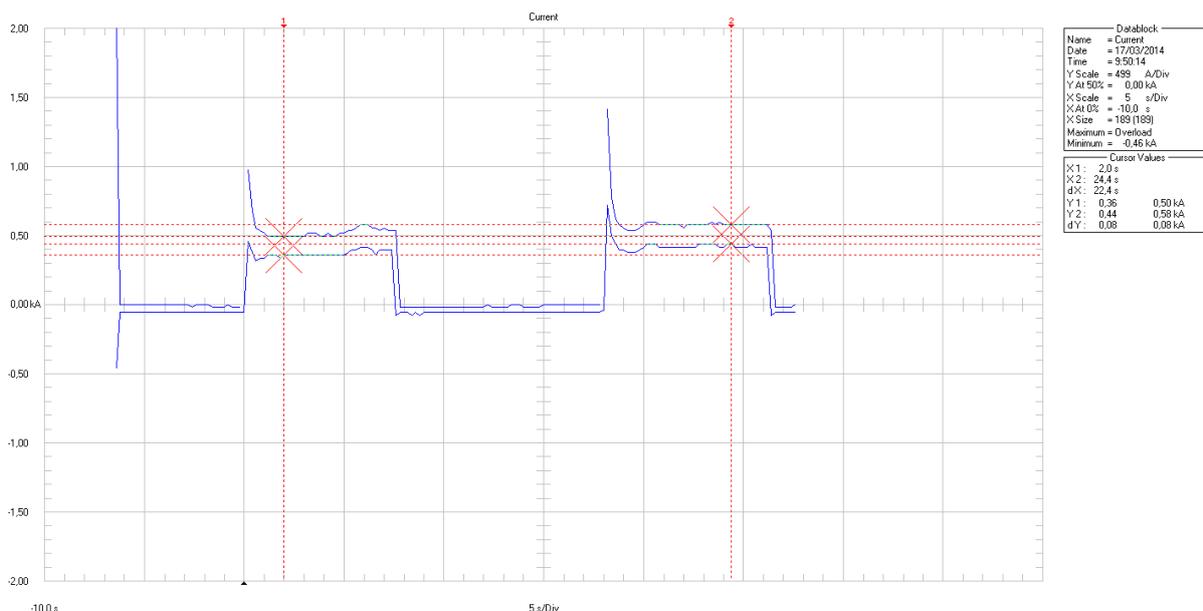
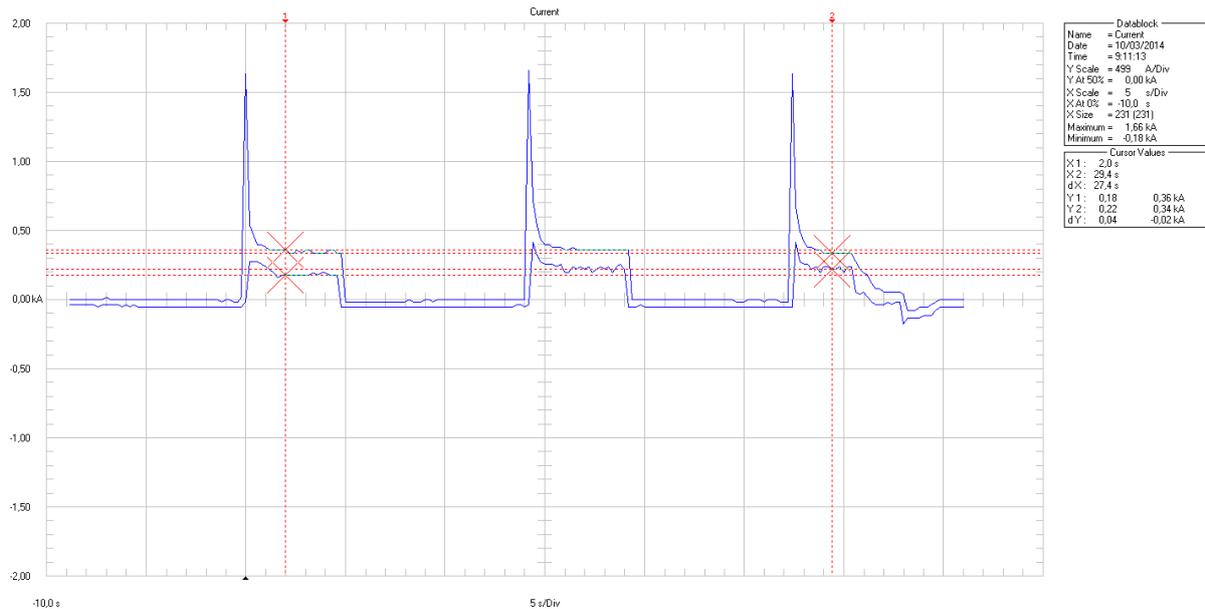


Figura 3.7. Intensidad de arranque grupo HFW-200-T5 a 20°C



En base a las medidas realizadas, se ha demostrado que el criterio marcado por los fabricantes, en algunos casos puede dar problemas debido a intensidades de arranque superiores a los límites marcados en sus indicaciones. Como consecuencia, se puede obtener la sección del conductor marcando como parámetros límites la caída de tensión máxima permisible en el circuito de arranque, y la intensidad de arranque máxima que puede entregar el motor de arranque, en base al REBT [8].

MOTORES DE CORRIENTE CONTINUA	
Potencia nominal del motor	Constante máxima de proporcionalidad entre la intensidad de la corriente de arranque y la de plena carga
De 0,75 kW a 1,5 kW	2,5
De 1,5 kW a 5,0 kW	2,0
De más de 5,0 kW	1,5

Tabla 3.8. Estimación corriente de arranque en motores de corriente continua

Así pues, conocida la potencia nominal mecánica del motor, que siempre es un dato conocido, y teniendo un valor aproximado del rendimiento nominal en la Figura 2.13, conocida la tensión nominal, que también es siempre dato, se obtiene el valor de la intensidad

nominal del motor eléctrico, calculando el valor máximo de corriente de arranque aplicando la Tabla 3.8.

Para el motor de arranque de la Tabla 3.7, se obtienen los siguientes resultados:

Rendimiento ( $\eta$ )	Pot. Eléctrica	$I_{\text{nominal}}$	$I_{\text{arranque}}$
0,82	3,658 kW	304,9 A	<b>609,8 A</b>

Tabla 3.9. Intensidad de arranque motor de arranque 3 kW y 12 V

Siendo superior a la intensidad máxima de arranque que se ha medido (Figura 3.7) y bastante superior a la mínima medida de arranque para el mismo motor eléctrico (Figura 3.8).

Por tanto, se puede demostrar, en base a las medidas realizadas en el motor de arranque que más pruebas se han realizado, que aplicando este criterio, se van a obtener secciones válidas capaces de arrancar el motor de combustión, siendo útil y válido para aquellos grupos en los que no se hayan realizado mediciones, desconociendo el valor exacto de la intensidad de arranque en ese grupo en concreto, pudiendo obtener una sección válida capaz de arrancar el motor de combustión.

En cambio, se ha comprobado que, viendo la variabilidad de las intensidades de arranque que se dan en un mismo motor de arranque para distintos motores de combustión, se demuestra que en muchos casos se estaría sobredimensionando ya que las intensidades de arranque que se tienen son bastante inferiores al límite máximo obtenido, como se puede ver en la Figura 3.8 y Tabla 3.9.

Evidentemente, si se realizan medidas de arranque en los grupos y se conoce el valor concreto de la intensidad de arranque durante los intentos fallidos, se pueden obtener resultados más eficientes, ajustando la sección a los valores límites que realmente se tienen, aplicando un margen de seguridad en función de las condiciones que pueden influir en el proceso de arranque. Este margen de seguridad se puede establecer en base a los resultados obtenidos en el estudio y análisis de un motor de arranque [9], donde se puede apreciar la influencia de la temperatura en el proceso de arranque, siendo este el factor más influyente en las fluctuaciones de corriente de arranque.

En el citado estudio, se puede observar, para un motor de arranque de 2,2 kW y 12 V, la variación de la velocidad de arranque en dos ambientes muy distintos, a 22°C y a -19°C, en las Figuras 3.9 y 3.10.

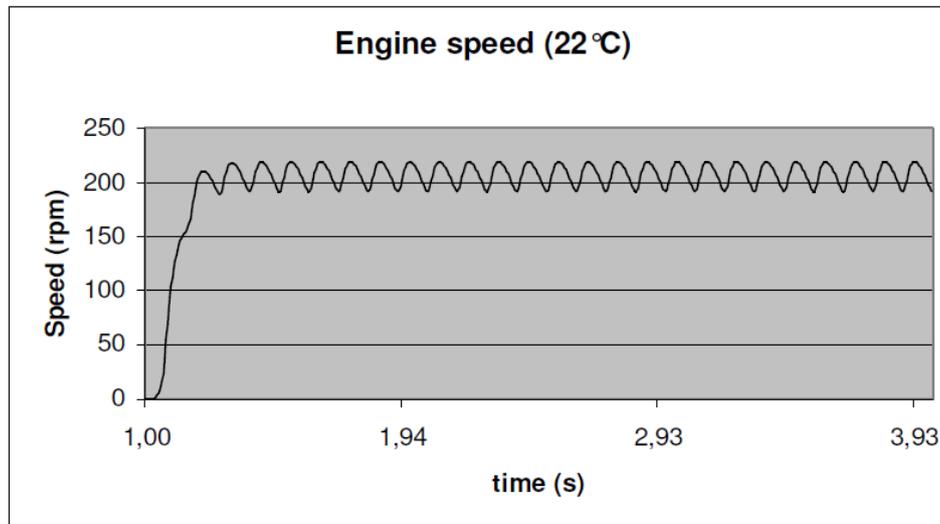


Figura 3.9. Velocidad de arranque a 22°C en función del tiempo

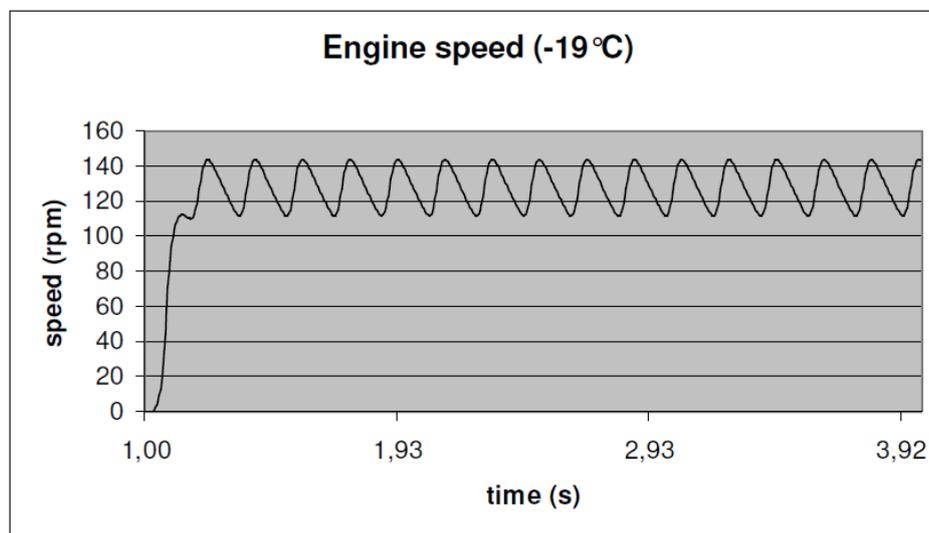


Figura 3.10. Velocidad de arranque a -19°C en función del tiempo

Los resultados de velocidad e intensidad obtenidos en el estudio, indican claramente la influencia de la temperatura ambiente en el comportamiento durante el arranque:

Temperatura ambiente	22°C	-19°C
Velocidad de arranque	200 rpm	130 rpm
Intensidad de pico	1600 A	1700 A
Intensidad de arranque	100 A	450 A

Tabla 3.10. Valores medios de las medidas de arranque en motor de 2,2 kW y 12 V

Esta influencia de la temperatura ambiente puede ser compensada mediante los calentadores que suelen llevar incorporados los grupos además de una correcta preparación para el arranque.

Aplicando el método descrito se puede comprobar que hasta en un ambiente tan extremo, seguiría siendo válida la sección obtenida.

Rendimiento ( $\eta$ )	Pot. Eléctrica	$I_{\text{nominal}}$	$I_{\text{arranque}}$
0,8	2,75 kW	229,17 A	<b>458,3 A</b>

Tabla 3.11. Intensidad de arranque motor de arranque 2,2 kW y 12 V

Por tanto, mediante las comprobaciones descritas, se escoge este criterio para la obtención de la sección de los cables del sistema de arranque, en función de la caída de tensión máxima y la intensidad de arranque, según lo indicado anteriormente.

- **CRITERIO DE CORTOCIRCUITO**

Según las indicaciones del REBT reflejados en el apartado 3.1.1.2, los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas, en instalaciones de baja tensión, son tales que los efectos de las corrientes de cortocircuito pueden ser considerados como despreciables.

“Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión no lo es en instalaciones de baja tensión ya que, por una parte, las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, o bien, es de muy corta duración, como es el caso de los motores de arranque, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.”

Estas capacidades de los cables eléctricos de baja tensión se pueden apreciar en el REBT [10], viendo las altas intensidades que soportan los conductores para el tiempo estimado de cortocircuito que se tienen en el arranque del motor de combustión. Siendo este tiempo entre 0,1 y 0,3 segundos.

Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito s								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
10	4,81	3,29	2,70	2,11	1,52	1,26	1,11	1,00	0,92
16	7,34	5,23	4,29	3,35	2,40	1,99	1,74	1,57	1,44

Tabla 3.12. Intensidades máximas de cortocircuitos en kA para conductores de cobre

En casos en los que las corrientes de cortocircuito si puedan ser determinantes, existen, además de las mencionadas anteriormente, otras normas [11] donde se pueden encontrar expresiones más detalladas y específicas para la obtención de esta corriente de cortocircuito. Siendo estas innecesarias para el estudio a realizar.

### 3.1.3. Resultados y discusión

Descrito el método a seguir, a continuación se detallan los resultados obtenidos tras las pruebas realizadas en grupos electrógenos con sistemas de arranque diferentes. Se han provocado los arranques fallidos, pudiendo apreciar las intensidades de arranque, observando la situación más crítica de los grupos y dimensionando el cable en función de ésta, teniendo también en cuenta otras condiciones que puedan influir en el proceso de arranque.

- **HFW-200 T5**

Motor de arranque	Nº baterías	Cable de arranque	Tª ambiente
3 kW 12 V	1	70 mm <sup>2</sup> 2,04 m	24,6 °C

Tabla 3.13. Características sistema de arranque del grupo HFW-200 T5

Sin conocer la intensidad de arranque del grupo electrógeno, aplicando el criterio de caída de tensión, mediante la caída de tensión máxima admisible (0,5 V) y la intensidad máxima capaz de entregar el motor eléctrico (609,8 A) según lo indicado en la Tabla 3.9, se obtiene una sección de **50 mm<sup>2</sup>**, mediante la cual se admite una intensidad de hasta 626 A para la caída de tensión máxima y 0,487 V de caída de tensión para la intensidad máxima del motor.

Tras la medida realizada, se puede apreciar en la Figura 3.11 como la intensidad máxima capaz de soportar el cable escogido ( $I_{m\acute{a}x}$ ) es superior a la intensidad de arranque medida en las condiciones ambientales descritas en la Tabla 3.13.

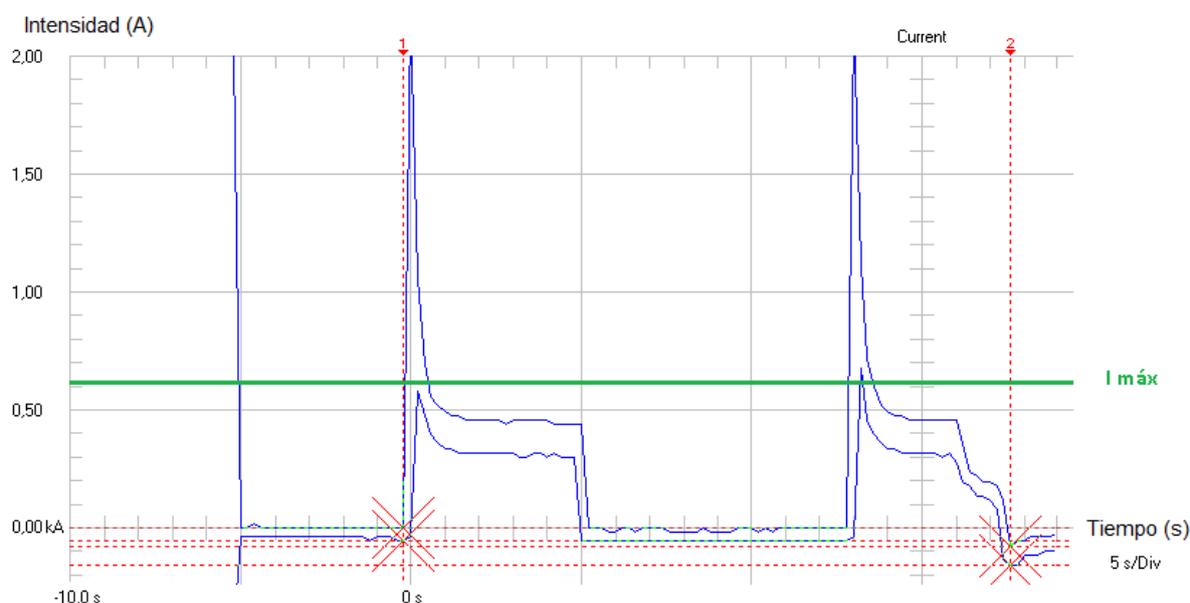


Figura 3.11. Gráfica arranque del grupo HFW-200 T5 intensidad vs tiempo

Una vez conocido el valor de la intensidad de arranque (460 A), y aplicando un margen de seguridad del 10 % por posibles condiciones ambientales más restrictivas (506 A), se obtiene mediante esta última intensidad, y la caída de tensión máxima admisible, una sección también de **50 mm<sup>2</sup>** obteniendo 0,404 V de caída de tensión para esa intensidad.

Por último faltaría comprobar que se cumple el criterio de calentamiento, aplicando la Ecuación 3.53 para cada uno de los puntos de la curva de arranque de la Figura 3.11, suponiendo un ciclo repetitivo de 5 arranques y sin tener en cuenta los periodos de reposo.

La temperatura final que se alcanzaría con el cable de 50 mm<sup>2</sup> escogido sería de **48,7 °C** para la temperatura ambiente a la que se realizaron las medidas. En la situación más desfavorable de una temperatura ambiente de 40 °C, la que se da cuando el grupo está en funcionamiento, se obtendría una temperatura final de **65,5 °C**.

En ambas situaciones, un cable eléctrico con aislamiento termoplástico sería suficiente para realizar la función del arranque, pero se recomienda un aislamiento termoestable, teniendo un margen de temperaturas mayor, debido a sus mejores propiedades térmicas.

- **HFW-100 T5**

Motor de arranque	Nº baterías	Cable de arranque	Tª ambiente
3 kW 12 V	1	70 mm <sup>2</sup> 1,43 m	28 °C

**Tabla 3.14. Características sistema de arranque del grupo HFW-100 T5**

Sin conocer la intensidad de arranque del mismo modo que el caso anterior, se obtiene una sección de **35 mm<sup>2</sup>**, mediante la cual se admite una intensidad de hasta 625,2 A y 0,488 V de caída de tensión.

Tras la medida realizada, se puede apreciar en la Figura 3.12 como la intensidad máxima capaz de soportar el cable escogido (I máx.) es superior a la intensidad de arranque medida en las condiciones ambientales descritas en la Tabla 3.14.

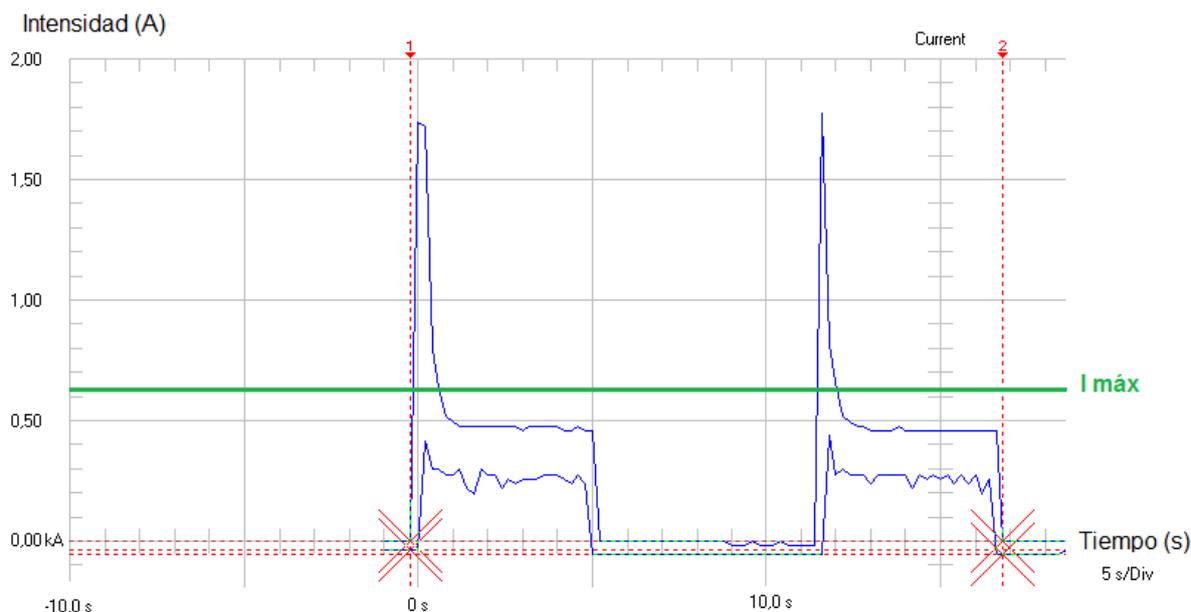


Figura 3.12. Gráfica arranque del grupo HFW-100 T5 intensidad vs tiempo

Una vez conocido el valor de la intensidad de arranque (480 A), y aplicando un margen de seguridad del 10 % por posibles condiciones ambientales más restrictivas (528 A), se obtiene una sección también de  $35 \text{ mm}^2$  obteniendo 0,422 V de caída de tensión para esa intensidad y 625,2 A para la máxima caída de tensión.

La temperatura final que se alcanzaría con el cable de  $35 \text{ mm}^2$  escogido sería de  $72,1^\circ\text{C}$  para la temperatura ambiente a la que se realizaron las medidas. En cambio, para la temperatura ambiente  $40^\circ\text{C}$  se obtendría una temperatura final de  $86,2^\circ\text{C}$ . Por tanto se requeriría del uso de materiales termoestables para poder utilizar esta sección de cable con la máxima seguridad ante las condiciones más restrictivas.

- **HMW-515 T5**

Motor de arranque	Nº baterías	Cable de arranque	Tª ambiente
8 kW 24 V	2+Desconectador	95 mm <sup>2</sup> 2,25 m	25 °C

Tabla 3.15. Características sistema de arranque del grupo HMW-515 T5

Sin conocer la intensidad de arranque, para una intensidad máxima entregada por el motor de 586,5 A y 1 V de caída de tensión máxima admisible, se obtiene una sección de  $35 \text{ mm}^2$ , mediante la cual se admite una intensidad de hasta 677,7 A para la caída de tensión citada y 0,8654 V de caída de tensión para la intensidad máxima.

Tras la medida realizada, se puede apreciar en la Figura 3.13 como la intensidad máxima capaz de soportar el cable escogido ( $I_{\text{máx.}}$ ) es superior a la intensidad de arranque medida en las condiciones ambientales descritas en la Tabla 3.15.

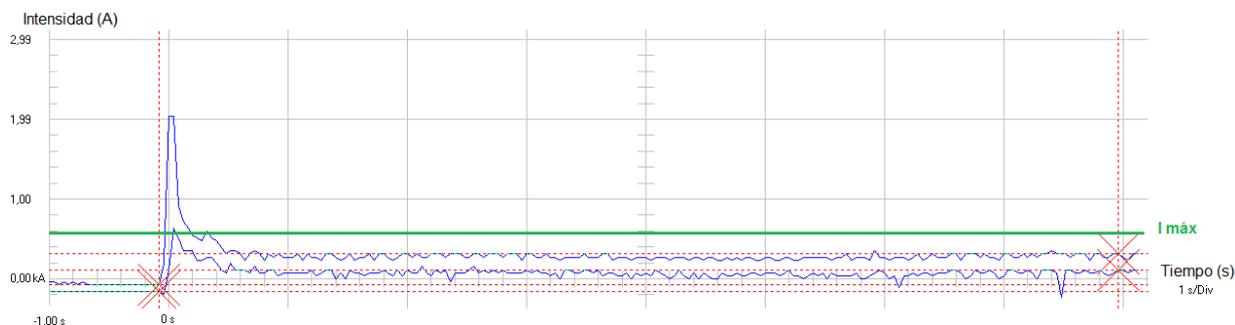


Figura 3.13. Gráfica arranque del grupo HMW-515 T5 intensidad vs tiempo

Conocido el valor de la intensidad de arranque (320 A), y aplicando el margen de seguridad del 10 % (352 A), se obtiene una sección de  $25 \text{ mm}^2$  obteniendo 0,688 V de caída de tensión para esa intensidad.

Con el cable de  $35 \text{ mm}^2$  se alcanzarían  $57,4^\circ\text{C}$  y, con el de  $25 \text{ mm}^2$ ,  $96,2^\circ\text{C}$ , para la temperatura ambiente a la que se realizaron las medidas. En cambio, para la temperatura ambiente  $40^\circ\text{C}$  se obtendrían  $74,3^\circ\text{C}$  y  $111,3^\circ\text{C}$  respectivamente. Por tanto sería necesaria la utilización de un conductor eléctrico con aislamiento termoestable.

- **HMW-910 T5**

Motor de arranque	Nº baterías	Cable de arranque	Tª ambiente
9,9 kW 24 V	4	95 $\text{mm}^2$ 3,3 m	22 $^\circ\text{C}$

Tabla 3.16. Características sistema de arranque del grupo HMW-910 T5

Sin conocer la intensidad de arranque, para una intensidad máxima entregada por el motor de 721,6 A y 1 V de caída de tensión máxima admisible, se obtiene una sección de  $70 \text{ mm}^2$ , mediante la cual se admite una intensidad de hasta 864,5 A para la caída de tensión citada y 0,8346 V de caída de tensión para la intensidad máxima.

Tras la medida realizada, se puede apreciar en la Figura 3.14 como la intensidad máxima capaz de soportar el cable escogido ( $I_{\text{máx.}}$ ) es superior a la intensidad de arranque medida en las condiciones ambientales descritas en la Tabla 3.16.

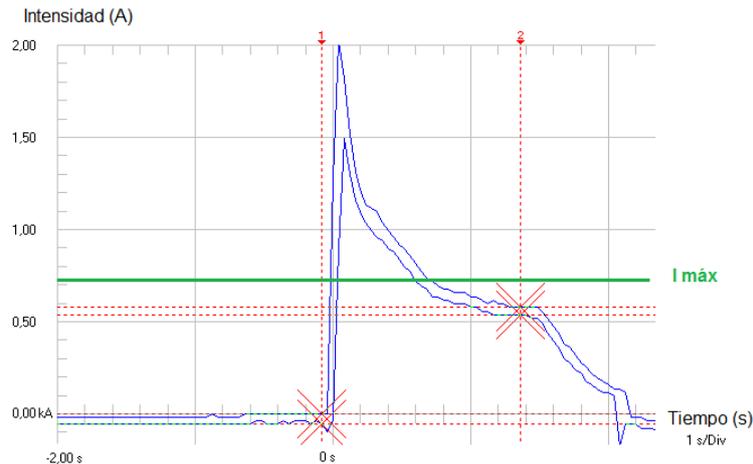


Figura 3.14. Gráfica arranque del grupo HMW-910 T5 intensidad vs tiempo

Una vez conocido el valor de la intensidad de arranque (580 A), y aplicando el margen de seguridad del 10 % (638 A), se obtiene una sección de **50 mm<sup>2</sup>** obteniendo 0,962 V de caída de tensión para esa intensidad.

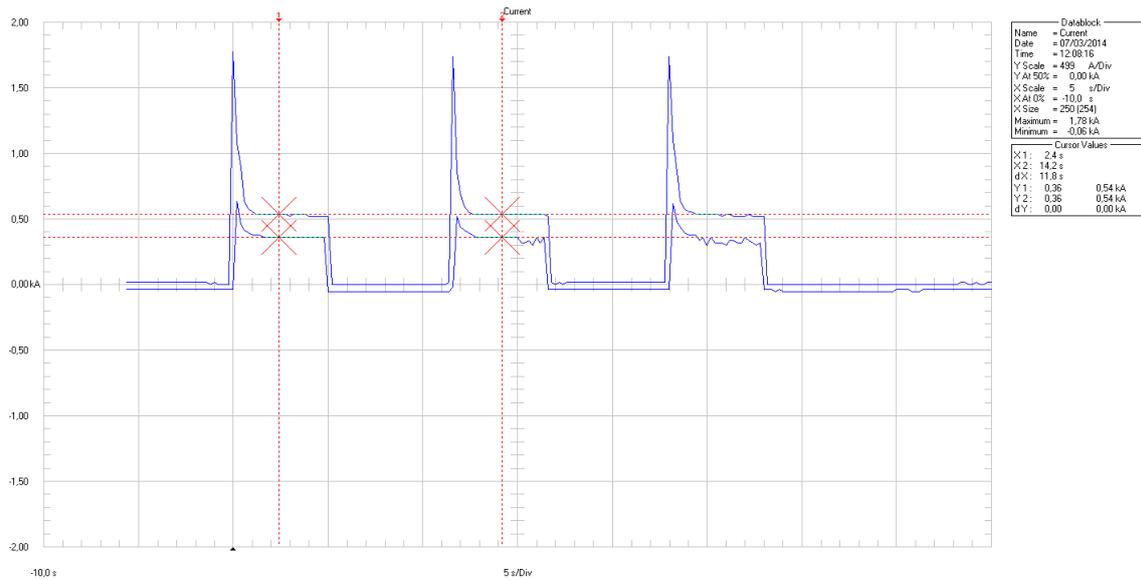
Con el cable de **70 mm<sup>2</sup>** se alcanzarían **44,8°C** y, con el de **50 mm<sup>2</sup>**, **68,7°C**, para la temperatura ambiente a la que se realizaron las medidas. En cambio, para la temperatura ambiente 40 °C se obtendrían **59,4 °C** y **90,0°C** respectivamente.

En base a los resultados se recomendaría utilizar un cable con aislamiento termoestable.

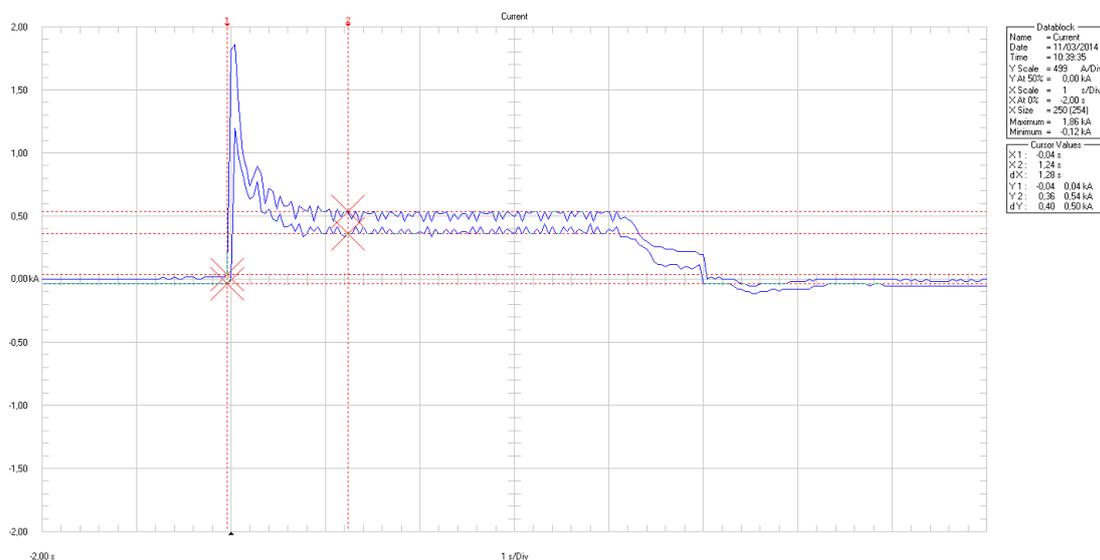
Por tanto, en base a las pruebas realizadas se puede apreciar como en todos los casos la sección óptima, incluso en el método más restrictivo sin conocer la intensidad exacta de arranque, es inferior a la que se está utilizando.

Los factores más influyentes en la sección del cable son la temperatura ambiente y sobre todo la longitud del cable, directamente relacionada con la ubicación de las baterías. Normalmente los grupos incorporan calentadores para el combustible y el aceite, reduciendo esa influencia de la temperatura ambiente, realizando arranques más rápidos.

Otro aspecto importante es saber si el comportamiento de un mismo grupo se repite, en medidas realizadas a dos generadores distintos pero con las mismas componentes. La respuesta, en base a los resultados obtenidos, es que sí se repiten los valores de intensidad, pudiéndose tomar como válida cada medición realizada, pudiéndola asociar a cada grupo en el que se ha medido.



**Figura 3.15. Gráfica intensidad de arranque grupo HFW-160-T5 (1) en función del tiempo**



**Figura 3.16. Gráfica intensidad de arranque grupo HFW-160-T5 (2) en función del tiempo**

En las mediciones realizadas en las Figuras 3.15 y 3.16 se comprueba que ambos grupos con las mismas componentes, tienen la misma intensidad de arranque, entre 540 A y 360 A.

Por último, cabe mencionar que las medidas que se han realizado han sido para el peor de los casos y tomando la intensidad mayor del intervalo que da la curva de intensidad, por tanto, para la situación más restrictiva en las condiciones que se realizaron las medidas. De no provocar intencionadamente el intento fallido de arranque, prácticamente todos los grupos arrancaban a en el primer intento y en un periodo de 2 segundos aproximadamente, como se puede apreciar en la Figura 3.17, donde se provocaron tres intentos fallidos de arranque y el cuarto intento se realizó sin ninguna modificación en el arranque, consiguiendo la puesta en marcha en menos de 2 segundos.

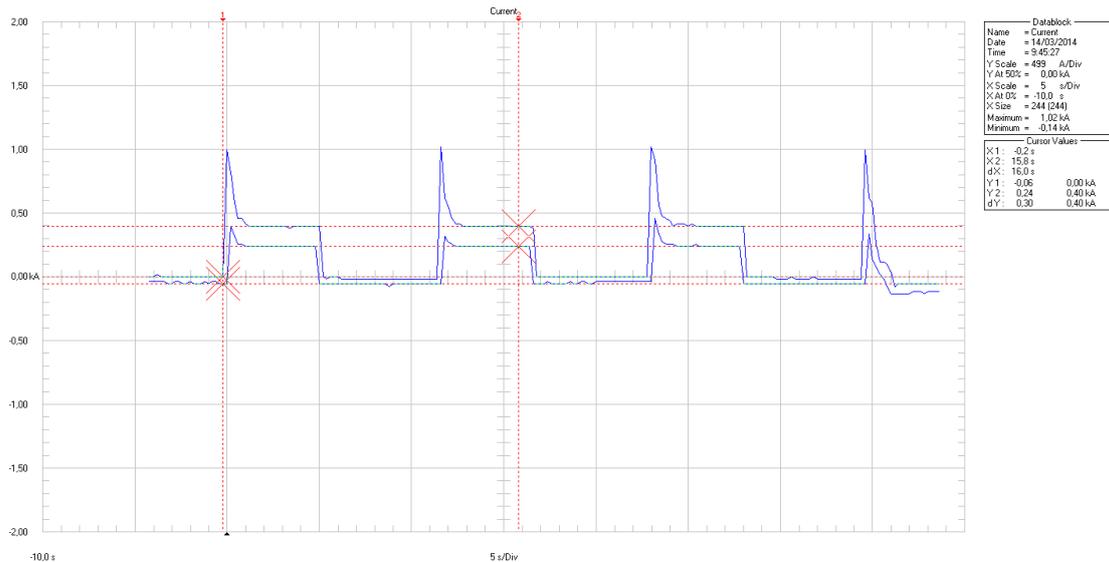


Figura 3.17. Gráfica comparación arranque fallido y normal grupo HHW-85-T5

## 3.2. Sistema de transmisión de potencia

Cuando el motor de combustión interna alcanza la velocidad necesaria, el motor eléctrico deja de actuar, desacoplándose del motor principal y frenándose hasta detenerse, pudiendo operar el motor de combustión por sí sólo. Se empieza a generar energía eléctrica por inducción magnética en el alternador, como ya se vio en el apartado 2.1.2.2., esta energía es transmitida para su consumo por medio de cables eléctricos, satisfaciendo la demanda de energía solicitada. Para ello, el generador está dotado de una caja de bornes ampliamente dimensionada, de forma que el alojamiento de los cables de salida no presente problemas en su interconexión con el cuadro de control. Dicho cuadro de control estará formado, como mínimo, del cuadro o equipo de potencia, constituido por el interruptor automático y transformadores de intensidad, y, en modo opcional aunque la gran mayoría lo incorporan, del cuadro de control y mando, formado por leds de aviso o alarma, teclado multifunción, mando de parada de emergencia, etc.

Adquirido el grupo electrógeno por un cliente, este deberá conectar sus líneas eléctricas a las tomas de corriente instaladas en la carrocería, obteniendo la energía que necesite.



**Figura 3.18. Sistemas de transmisión de potencia alternador-cuadro**

El criterio a seguir a la hora de dimensionar los cables eléctricos de potencia lo dictan el REBT [12] y las normas UNE [13], donde, dependiendo de factores tales como el tipo de conductor eléctrico, el tipo de instalación, la temperatura ambiente y la agrupación de cables, nos indican las intensidades máximas admisibles para cada sección de cable.

Una mala selección en el calibre del conductor produce efectos dañinos y funcionamiento irregular en los equipos eléctricos, genera pérdida de energía en el conductor y disminuye su vida esperada.

El correcto dimensionamiento de los conductores eléctricos tiene importancia vital en la operación eficiente y segura de una instalación eléctrica. Un mal dimensionamiento de conductores eléctricos puede ocasionar problemas tales como variaciones de voltaje, cortes de suministro, pérdidas de energía, cortocircuitos, sobrecalentamiento de las líneas, etc.

La aplicación de las normas citadas presenta algunas dificultades a la hora de interpretar las indicaciones y limitaciones que se mencionan en ellas, siendo objeto del proyecto interpretar y aplicar dichas normas para los distintos tipos de instalación que se pueden dar en los grupos electrógenos.

### 3.2.1. Estudio y consideraciones

Comenzando la búsqueda de normativa relacionada con los grupos electrógenos [14], dónde se indican aspectos relacionados con la seguridad de los grupos electrógenos accionados por motores de combustión interna. Buscando referencias del equipamiento eléctrico nos dice, en el apartado 6.14. Equipo eléctrico:

*“El equipamiento eléctrico utilizado para el funcionamiento del grupo electrógeno debe cumplir los requisitos del anexo B”*

En el anexo B, aplicación de la norma de la seguridad de las máquinas [15] a los grupos electrógenos, nos indica lo siguiente:

*“Los grupos electrógenos se consideran como máquinas tal como se definen en la directiva de máquinas. Por esta razón la Norma básica EN 60204-1 debe utilizarse para el equipamiento eléctrico de los grupos electrógenos”*

Se deduce, por tanto, que la norma En 60204-1 [15] es aplicable a los conductores y cables presenten en los grupos electrógenos. Dicha norma presenta indicaciones sobre el dimensionado de los cables eléctricos, siendo estas un poco limitadas y sin entrar en profundidad en todas las diferentes posibilidades que se pueden dar en una instalación eléctrica. Por ello hace referencia a la norma europea IEC 60364-5-52 para la obtención de información más detallada y recomendaciones suplementarias. Esta normativa europea tiene su norma equivalente española, la norma EN 20460-5-523 [13], la cual se analizará en detalle, puesto que es la que se usa de referencia para el dimensionado de los cables de potencia.

*“Una información detallada y recomendaciones suplementarias se pueden encontrar en la norma IEC 60364-5-52”*

También se puede demostrar la elección de la norma UNE escogida por medio del REBT [12], ya que se indica las instrucciones técnicas a seguir para el dimensionado de los cables, por el criterio de calentamiento, que son las mismas que las de la norma UNE 20460-5-523, ya que obtiene la información de esa norma.

*“Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE 20.460 -5-523 y su anexo Nacional.”*

Para los cálculos de las caídas de tensión máximas admisibles y la sección del conductor neutro, el REBT sí se puede tomar de referencia, siendo muy útil y suficiente para comprobar que la sección escogida cumple con el criterio de caída de tensión, además de la obtención de las secciones del conductor neutro, como se verá más adelante.

Siguiendo el mismo procedimiento que en el apartado 3.1.1, según el REBT [3], la determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones citadas anteriormente: calentamiento o intensidad máxima admisible, caída de tensión y cortocircuito.

Donde, como ya se comentó, Según el REBT el criterio de cortocircuito no es determinante en instalaciones de baja tensión ya, que por una parte, las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

- **INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

La intensidad máxima admisible de un conductor aislado, viene condicionada por varios factores, el más destacado es la temperatura máxima que debe alcanzar el conductor, para que no se deteriore el aislamiento, de ahí que para una misma sección de un conductor, su intensidad máxima admisible varíe según el tipo de aislamiento, como ya se vio en apartados anteriores.

La intensidad máxima admisible de los conductores [13] depende de numerosos factores, como el tipo de conductor (cobre o aluminio), el material aislante (PVC o XLPE y EPR) y el tipo de corriente (monofásica o trifásica), además de una serie de factores que se deben aplicar según la temperatura ambiente, la agrupación de cables y el tipo de instalación.

Se citan, por tanto, dos métodos para asegurar una duración de vida satisfactoria de los conductores y de los aislamientos, sometidos a los efectos térmicos de las intensidades admisibles durante periodos prolongados en servicio normal. Uno más general y otro más específico en función de condiciones de instalaciones para particulares.

Como se mencionó en apartados anteriores, ambos métodos comparten la condición del criterio de calentamiento:

*“La corriente transportada por todo conductor durante periodos prolongados en funcionamiento normal debe ser tal que el límite de temperatura apropiado especificado en la Tabla 3.17 no sea sobrepasado”*

Tipo de aislamiento	Límite de temperatura (véase nota 1) °C
Poli(cloruro de vinilo) (PVC)	Conductor: 70
Polietileno reticulado (XLPE) y goma o caucho de etileno-propileno (EPR)	Conductor: 90
Mineral (con cubierta de PVC o desnudo y accesible)	Cubierta: 70
Mineral (desnudo e inaccesible y no en contacto con materiales combustibles)	Cubierta: 105 (véase nota 2)
NOTA 1 – Las temperaturas máximas admisibles para los conductores dadas en la tabla 52-A y sobre las que se basan los valores de las tablas 52-C1 a 52-C4 y 52-C9 a 52-C12, han sido tomadas de las Normas IEC 60502: 1983 y IEC 60702: 1981 y se muestran en esas tablas.	
NOTA 2 – Cuando un conductor funciona a una temperatura superior a 70 °C, se debe asegurar que los equipos conectados a este conductor son adecuados para la temperatura resultante en la conexión.	
NOTA 3 – Para algunos tipos de cable, temperaturas de funcionamiento más elevadas pueden ser admitidas según las temperaturas asignadas del cable, sus terminaciones, las condiciones ambientales y otras influencias externas.	

**Tabla 3.17. Temperaturas máximas de funcionamiento según el tipo de aislamiento**

- MÉTODO SIMPLIFICADO

Este método está reflejado tanto en el REBT [12] como en la norma UNE [13], consiste en la aplicación directa de la tabla de intensidades máximas admisibles de las distintas secciones, en función de una serie de características: temperatura ambiente, tipo de conductor, material aislante y número de conductores cargados, a las que habrá que aplicar previamente, de ser necesario, un factor de corrección por temperatura ambiente o por agrupamiento de circuitos.

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup> Cu												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	–
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	–
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	–
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	–
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	–
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	–
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	–	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	–	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	–	–	–	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	–	–	–	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	–	–	–	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	–	–	–	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	–	–	–	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	–	–	–	315	350	374	401	435	468	490	552	590
Aluminio												
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	–
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	–
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	–
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	–
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	–
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	–	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	–	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	–	–	–	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	–	–	–	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	–	–	–	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
150	–	–	–	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	–	–	–	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	–	–	–	248	265	300	306	332	355	372	429	461

Es necesario consultar las tablas 52 – C1 a 52 – C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

**Tabla 3.18. Intensidades admisibles (A) temperatura ambiente 40°C en el aire**

Condiciones:

- Tipo de material conductor: Cobre o Aluminio, como se vio en el capítulo 2.2 el cobre tiene mejores propiedades eléctricas y, por consiguiente, ante una misma intensidad, se van a dar secciones de Cobre más pequeñas que de Aluminio.
- Método de instalación: Los distintos tipos de instalación eléctrica vienen detallados y resumidos en el REBT [12], mostrados a continuación.

A1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes</li> <li>- Cables multiconductores empotrados directamente en paredes térmicamente aislantes.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en molduras.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las puertas.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las ventanas.</li> </ul>
A2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes.</li> </ul>
B1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubos empotrados en obra</li> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubo sobre pared de madera o mampostería separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores en huecos de obra de fábrica <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos dentro de huecos de obra de fábrica <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos cerrados de sección no circular en huecos de obra de fábrica <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores aislados en conductos cerrados de sección no circular empotrados en obra de fábrica con una resistividad térmica no superior a 2K·m/W <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en falsos techos o suelos técnicos <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora suspendida</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en tubos en canalizaciones no ventiladas <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos en canales de obra ventilados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en canales de obra ventilados</li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares dentro de zócalos acanalados (rodapiés ranurado)</li> </ul>
B2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en obra</li> <li>- Cables multiconductores en tubos sobre pared de madera o separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Cables multiconductores en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora suspendida</li> <li>- Cables multiconductores dentro de zócalos acanalados(rodapiés ranurado)</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Cables multiconductores en conductos perfilados empotrados</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores directamente bajo un techo de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas no perforadas</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores fijados en el techo o pared de madera o espaciados 0,3 veces el diámetro del cable</li> <li>- Cables uni o multiconductores empotrados directamente en paredes</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a 0,3 D <sup>*)</sup></li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador</li> </ul>
F	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a 25 mm<sup>2</sup></li> <li>- Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a D <sup>*)</sup></li> </ul>

Ver notas <sup>1)</sup> a <sup>5)</sup> en la tabla 1.

<sup>\*)</sup> Según la relación entre el diámetro del cable y su alojamiento, puede ser de aplicación el método B2. Dicha relación se indica en la norma UNE 20460-5-523.

**Tabla 3.19. Tipos de instalación de cables no enterrados**

“Las notas reflejadas en la Tabla 3.19 (tabla de las intensidades admisibles anterior a la última modificación), indican que:

- 1) A partir de 25 mm<sup>2</sup> de sección.
- 2) Incluyendo canales para instalaciones –canaletas- y conductos de sección no circular.

- 3) *O en bandeja no perforada.*
- 4) *O en bandeja perforada.*
- 5) *D es el diámetro del cable”*

- **Temperatura ambiente:** En el caso de los grupos electrógenos, la temperatura ambiente en el interior de la carrocería es de 40°C, siendo inferior para grupos sin carrocería. Se realizan los cálculos para el valor más restrictivo, favoreciendo a la seguridad de la instalación, siendo este de 40°C, coincidiendo con la Tabla 3.18.
- **Agrupamiento de varios circuitos:** Cuando la intensidad presente en nuestra instalación es mayor que la intensidad admisible de la sección más grande, se tienen que instalar más de un conductor por fase. Pero, si por ejemplo se colocan dos conductores por fase, la intensidad que transporta cada conductor no es exactamente la mitad de la intensidad total, debido a una serie de pérdidas ocasionadas al repartir la corriente en más de un conductor por fase. Debido a esto se establecen unos coeficientes de reducción, los cuales cuantifican dichas pérdidas, haciendo más exacto el cálculo de la sección.

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60			
4	Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,8			

*Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.*  
*Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.*  
*Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.*  
*Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.*  
*Nota 5. Si la instalación se compone de "n" conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como "n/2" circuitos de dos conductores o "n/3" circuitos de tres conductores cargados.*

**Tabla 3.20. Factores de reducción por acoplamiento de varios circuitos. Método general**

#### - MÉTODO ESPECÍFICO

En la misma norma UNE [13] aparece reflejado otro método para calcular la sección de los conductores, siendo más detallado a la hora de seleccionar el método de instalación

y sobre todo a la hora de escoger los factores de agrupamiento, mientras que las condiciones de elección de las secciones son las mismas que en el apartado anterior, pero más específicas para cada tipo de instalación.

Este método comienza con una tabla de referencia, la cual hace de guía para la elección de las siguientes tablas según el método y el tipo de instalación que se tenga, mostrada en la Tabla 3.21:

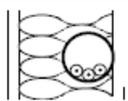
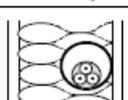
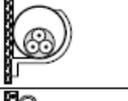
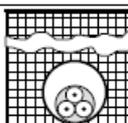
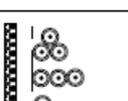
Instalación de referencia		Tabla y columna						
		Intensidad admisible para los circuitos simples					Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción de agrupamiento
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		Aislamiento mineral		
		Número de conductores					1, 2 y 3	8
2	3	2	3	1, 2 y 3				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
 habitación (local)	A1	52-C1 Col. 2	52-C3 Col. 2	52-C2 Col. 2	52-C4 Col. 2	–	52-D1	52-E1
 habitación (local)	A2	52-C1 Col. 3	52-C3 Col. 3	52-C2 Col. 3	52-C4 Col. 3	–	52-D1	52-E1
	B1	52-C1 Col. 4	52-C3 Col. 4	52-C2 Col. 4	52-C4 Col. 4	–	52-D1	52-E1
	B2	52-C1 Col. 5	52-C3 Col. 5	52-C2 Col. 5	52-C4 Col. 5	–	52-D1	52-E1
	C	52-C1 Col. 6	52-C3 Col. 6	52-C2 Col. 6	52-C4 Col. 6	Cubierta 70 °C 52-C5  Cubierta 105 °C 52-C6	52-D1	52-E1
	D	52-C1 Col. 7	52-C3 Col. 7	52-C2 Col. 7	52-C4 Col. 7	–	52-D2	52-E3
 Cable multiconductor al aire libre  Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Cobre 52-C9  Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11  Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7  Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1
 Cables unipolares en contacto al aire libre.  Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Cobre 52-C9  Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11  Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7  Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1
 Cables unipolares espaciados al aire libre  Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Cobre 52-C9  Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11  Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7  Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	–

Tabla 3.21. Métodos de instalación de referencia

Para la asociación de uno de los métodos de instalación reflejados en la normativa al método concreto que se tiene, aparece una tabla (“Tabla 52-B2 [13]”) con 80 tipos de instalación y su método de instalación correspondiente a las tablas de la normativa. A pesar de la gran cantidad de instalaciones indicadas, se puede dar la situación de que el tipo de instalación no coincida exactamente con alguno de los reflejados, debiendo de asociarlo al más semejante, pudiendo servir de guía las indicaciones del REBT, mostradas en la Tabla 3.19.

Una vez seleccionado el método de instalación de referencia, a través de la Tabla 3.21 se elige, en función del tipo de aislamiento y del número de conductores cargados, una de las tablas (“Tablas 52-C1 a 52-C12”) mencionadas, donde, se indican las intensidades máximas admisibles para sección, en función de las mismas condiciones comentadas anteriormente.

En el caso de que nuestra instalación esté a una temperatura ambiente distinta a los valores indicados en las tablas, habrá que aplicar los factores de reducción mostrados en la Tabla 3.22, en función del tipo de aislamiento.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

\* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

**Tabla 3.22. Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C**

En cuanto a los factores de reducción por agrupamiento, se puede apreciar una tabla genérica con coeficientes en función de distintos tipos de disposiciones de cables muy

similar a la “Tabla 3.20. Factores de reducción por acoplamiento de varios circuitos”, donde agrupan todos los distintos tipos de disposición de cables en sólo 5 opciones, como se muestra en la Tabla 3.23, siendo por tanto unos factores no muy precisos, dada el gran abanico de posibilidades de agrupamiento.

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores			52 – C1 a 52 – C6 método C
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F

**Tabla 3.23. Factores reducción por agrupamiento de varios circuitos. Método específico**

A su vez, se indican, para los posibles métodos de instalación que se pueden dar en los grupos electrógenos, dos tablas más detalladas con varias posibilidades de instalación, en función del tipo de cable y de instalación.

Se indican los factores de reducción tanto para cables unipolares como multiconductores ya que, a pesar de que se vayan a utilizar cables unipolares, se verá más adelante que el método de instalación que se puede tener no coincide exactamente con ninguno de los métodos planteados para cables unipolares, siendo estos menos restrictivos. Por tanto, se puede buscar una relación entre coeficientes con ciertas similitudes, unos menos restrictivos y otros más, siendo estos últimos los factores de reducción para cables multipolares, mostrados en la Tabla 3.24.

Es evidente que no se pueden asociar a cables unipolares factores de reducción para cables multiconductores, pero, como se verá en el apartado siguiente, se puede buscar una situación intermedia, argumentando los aspectos semejantes y las diferencias entre cada

uno de ellos, para poder aplicar unos factores de reducción acordes a la situación real que se tiene, la cual no viene reflejada en la normativa.

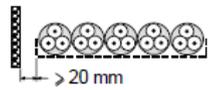
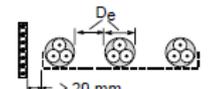
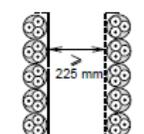
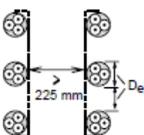
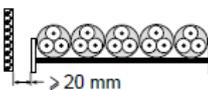
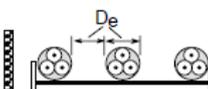
Método de instalación de la tabla 52 – B2			Número de bandejas	Número de cables					
				1	2	3	4	6	9
Bandejas perforadas (nota 2)	13	<p>En contacto</p> 	1	1,00	0,88	0,82	0,79	0,76	0,73
		<p>Separados</p> 	1	1,00	1,00	0,98	0,95	0,91	–
Bandejas verticales perforadas (nota 3)	13	<p>En contacto</p> 	1	1,00	0,88	0,82	0,78	0,73	0,72
		<p>Separados</p> 	1	1,00	0,91	0,89	0,88	0,87	–
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 2)	14 15 16	<p>En contacto</p> 	1	1,00	0,87	0,82	0,80	0,79	0,78
		<p>Separados</p> 	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	–

Tabla 3.24. Factores de reducción por agrupamiento de varios cables multiconductores

Método de instalación de la tabla 52 – B2			Número de bandejas	Número de circuitos trifásicos (nota 2)			A utilizar para
				1	2	3	
Bandejas perforadas (nota 3)	13	<p>En contacto</p>	1	0,98	0,91	0,87	Tres cables en capa horizontal
			2	0,96	0,87	0,81	
			3	0,95	0,85	0,78	
Bandejas perforadas verticales (nota 4)	13	<p>En contacto</p>	1	0,96	0,86	–	Tres cables en capa vertical
			2	0,95	0,84	–	
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 3)	14 15 16	<p>En contacto</p>	1	1,00	0,97	0,96	Tres cables en capa horizontal
			2	0,98	0,93	0,89	
			3	0,97	0,90	0,86	
Bandejas perforadas (nota 3)	13		1	1,00	0,98	0,96	
			2	0,97	0,93	0,89	
			3	0,96	0,92	0,86	
Bandejas perforadas verticales (nota 4)	13	<p>Separados</p>	1	1,00	0,91	0,89	Tres cables en trébol
			2	1,00	0,90	0,86	
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 3)	14 15 16		1	1,00	1,00	1,00	
			2	0,97	0,95	0,93	
			3	0,96	0,94	0,94	

Tabla 3.25. Factores de reducción por agrupamiento de varios cables unipolares

Indicaciones a considerar en las normativas mencionadas:

- Si la longitud del tramo es menor o igual que 2 metros, no será necesario aplicar factores de reducción por agrupamiento de circuitos (REBT).

*“Factores de reducción por agrupación de circuitos: No se considerarán los factores de reducción cuando la distancia en la que discurran paralelos los circuitos sea inferior a 2 m”*

- Las intensidades mostradas en las tablas están referidas al régimen permanente y a un factor de carga del 100%.

*“Las intensidades admisibles tabuladas se refieren a un funcionamiento permanente (factor de carga 100%) en corriente continua o en corriente alterna de frecuencia nominal 50 Hz o 60 Hz”*

- Según la normativa específica, debido a que cada tipo de instalación abarca varios tipos de instalaciones similares, existe una variación de  $\pm 5\%$ . Pudiendo ser utilizado este margen a la hora de escoger un cable cuya sección admita una intensidad ligeramente inferior a la obtenida.

*“Los valores indicados son la media en el rango de las dimensiones de conductores y de los métodos de instalación de las tablas 52-C1 a 52-C12, la precisión de los valores tabulados está en un  $\pm 5\%$ ”*

- Si los cables se agrupan por circuitos independientes, si estos circuitos están separados una distancia igual o superior a dos veces el diámetro del cable de mayor sección, no se aplicarán factores de reducción.

*“Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario ningún factor de reducción”*

#### - SECCIÓN DEL CONDUCTOR NEUTRO

Va a depender, en primera instancia, del tipo de sistema de puesta a tierra. Donde para esquemas TT, TN-S e IT (en este último se desaconseja distribuir el conductor neutro, pero de ser necesaria la instalación de 3F+N, se seguirán las condiciones descritas) se tienen las siguientes indicaciones [16]:

- Circuitos monofásicos o con fases de sección inferior a  $16 \text{ mm}^2$  de cobre: la sección del neutro será equivalente a la de las fases.

$$S_{\text{fase}} = S_{\text{neutro}} \quad (3.57)$$

- Circuitos trifásicos con una sección superior a  $16 \text{ mm}^2$ : la sección del neutro puede ser equivalente a la de los conductores de fase.

$$S_{\text{fase}} = S_{\text{neutro}} \quad (3.58)$$

La sección del conductor neutro puede ser más pequeña, siempre y cuando:

- La corriente que fluya por el neutro en condiciones normales sea inferior al valor  $I_z$  permitido por el conductor. Se debe prestar especial atención a la influencia de las corrientes armónicas (generadas por las cargas no lineales de la instalación) de tercer orden.

- El conductor neutro esté protegido contra cortocircuitos mediante el interruptor diferencial.
- El tamaño del conductor neutro sea como mínimo de  $16 \text{ mm}^2$  de cobre.

El cálculo de las corrientes armónicas generadas normalmente por cargas no lineales de la instalación es bastante complejo, pero, acudiendo al REBT, se puede ver que para el caso de una acometida o de una línea general de alimentación, se admiten secciones inferiores a las fases.

El grupo electrógeno va a ser el encargado de generar y proporcionar la energía a la instalación donde se utilice, actuando como un transformador en cabecera de la instalación. Si se acude a otros casos similares se puede apreciar que, por lo general, el conductor neutro suele ser de sección inferior a las fases. Únicamente en casos muy específicos con una fuerte carga no lineal asegurada se dan la sección de los conductores neutros igual que la de las fases, como por ejemplo, en un transformador de un centro de comunicaciones.

Por tanto se puede estimar, no con la máxima fiabilidad puesto que no se sabe a qué va a suministrar la energía el generador, que no se van a dar muchos armónicos de orden 3, pudiendo tomar la sección del conductor neutro del orden de la mitad de las fases.

#### • CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE

La fórmula para comprobar que la sección escogida por el criterio de calentamiento cumple el criterio de caída de tensión es la siguiente:

$$\Delta U = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I \quad (3.59)$$

Dónde:

$\Delta u$  es la caída de tensión (V)

$\rho$  es la resistividad del material conductor ( $\rho$  cobre a  $40^\circ\text{C} = 0,18596 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )

L es la longitud del tramo (m)

S es la sección del cable ( $\text{mm}^2$ )

I es la intensidad máxima prevista en régimen permanente (A)

Según indicaciones del REBT [17], el límite de caída de tensión vendrá marcado por la compañía suministradora, pudiendo usar como valor de referencia 0,5% de la tensión nominal, pudiendo coger de referencia las indicaciones mostradas en el siguiente texto [18]:

*“La caída de tensión máxima “e” para las acometidas será del 0,5%. Esta caída de tensión corresponde a la que FECS ENDESA tiene establecida para este tramo en el reparto de caídas de tensión en los elementos que constituyen su red, con el fin de que la tensión en los dispositivos de la caja o cajas generales de protección esté dentro de los límites establecidos en el “Reglamento por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”*

Prácticamente en todos los casos se va a cumplir el criterio de la caída de tensión, debido a los bajos valores de longitud que suelen tener los tramos de potencia, ya que el cuadro de potencia suele ir incluido en el grupo, no habiendo una gran separación con respecto al alternador.

### **3.2.2. Metodología**

Mediante la normativa expuesta, se van a obtener las secciones mínimas por el criterio de calentamiento o intensidad máxima admisible, debiendo comprobar el criterio de la caída de tensión.

Para el cálculo de la sección, conocida la intensidad de la instalación ( $I_{inst}$ ) se utilizará la siguiente expresión:

$$I = \frac{I_{inst}}{F_{temp} \cdot F_{agrup}} \quad (3.60)$$

#### Factores de reducción por temperatura ( $F_{temp}$ )

Cuando la temperatura ambiente de referencia a la que se den los resultados de las secciones sea distinta a 40 °C (temperatura aproximada en el interior del grupo electrógeno), se aplicará 0,91 como factor de reducción:

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

\* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

**Tabla 3.26. Factores de reducción para temperaturas ambiente diferentes a 30 °C**

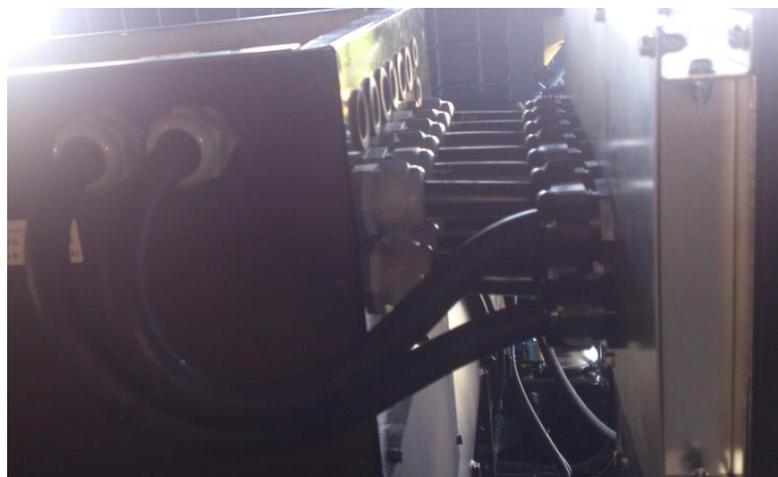
### Factores de reducción por agrupamiento (F<sub>agrup</sub>)

Dependerán del tipo de instalación que se haga, pero independientemente de ello, si la longitud del tramo es menor o igual que 2 metros, no será necesario aplicar estos factores de reducción.

En el tramo de potencia se van a tener 3 tipos de instalación, cada una con resultados y operaciones distintas.

#### **3.2.2.1. Instalación de conductores unipolares espaciados al aire libre**

Es la instalación con mejores propiedades eléctricas, debido a la máxima disipación de calor por parte del cable, y obteniendo las secciones de cables de menor tamaño.



**Figura 3.19. Sistema de transmisión de potencia tipo G en grupo electrógeno**

Según la normativa esta instalación se denomina tipo G, y para una temperatura ambiente de 30°C se tendrá:

Sección nominal de los conductores mm <sup>2</sup>	Métodos de instalación de la tabla 52 – B1						
	Cables multiconductores		Cables unipolares				
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados en triángulo	Tres conductores cargados en plano		
					En contacto	Separados	
						Horizontales	Verticales
	Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	–	–	–	–	–
2,5	36	32	–	–	–	–	–
4	49	42	–	–	–	–	–
6	63	54	–	–	–	–	–
10	86	75	–	–	–	–	–
16	115	100	–	–	–	–	–
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	–	–	940	823	868	1 085	1 008
500	–	–	1 083	946	998	1 253	1 169
630	–	–	1 254	1 088	1151	1 454	1 362

NOTA – Las secciones se suponen circulares hasta los 16 mm<sup>2</sup> inclusive. Para secciones superiores, los valores indicados se refieren a almas sectoriales y pueden ser aplicados de forma segura a las almas circulares.

Tabla 3.27. Intensidades admisibles (A) conductores de cobre y EPR a 30 °C instalación G

### Factores de reducción

Únicamente se aplicarán los factores de reducción por temperatura:

$$F_{temp}(40\text{ }^{\circ}\text{C}) = 0,91 \quad (3.61)$$

Indicaciones a tener en cuenta:

- La distancia de separación entre los cables deberá ser como mínimo el diámetro del cable.

- Se ha escogido la separación horizontal de los cables al presentar mejores características. Si los cables estuvieran separados verticalmente, habría que obtener los resultados mediante la columna 8.
- En este tipo de instalación no se aplican factores de agrupamiento, aunque tengamos más de un cable por fase, ya que no están en contacto.
- Los valores de las tablas son para conductores trifásicos (3F+N) con tres conductores cargados (el neutro no se considera como conductor cargado en un circuito trifásico), no habiendo valores para circuitos monofásicos (F+N). Se podría considerar, en vista de la variación en otros tipos de instalaciones, que las intensidades en un circuito monofásico serán aproximadamente un 10 % superiores a las intensidades mostradas en la tabla. Esta medida es aproximada y no está asegurada por la normativa.
- Las intensidades mostradas en las tablas están referidas al régimen permanente y a un factor de carga del 100%.
- Según la normativa, debido a que cada tipo de instalación, en este caso tipo G, abarca varios tipos de instalaciones similares, existe una variación de  $\pm 5\%$ .

La Tabla 3.27 se corresponde, en la norma UNE 20460-5-523 [13], a la tabla 52-C11. Por tanto esa variación del 5% se puede tener en cuenta para la elección de un cable cuya sección admita una intensidad ligeramente inferior a la obtenida.

Por ejemplo:

$$I_{\text{inst}}=365 \text{ A} \quad (3.62)$$

$$I (S=70 \text{ mm}^2)= 353 \text{ A} \rightarrow + 5\%: I'=370,6 \text{ A} \quad (3.63)$$

Pudiendo escoger el cable de  $70 \text{ mm}^2$ .

### **3.2.2.2. Instalación de conductores unipolares en contacto al aire libre**

Los resultados obtenidos serán inferiores al tipo de instalación anterior, ya que, debido al contacto entre los cables, la disipación de calor será inferior, necesitando secciones mayores.



Figura 3.20. Sistema de transmisión de potencia tipo F en grupo electrógeno

Según la normativa esta instalación se denomina tipo F, donde, para un conductor trifásico de cobre (3F+N), aislamiento EPR y temperatura ambiente de referencia de 30 °C:

Sección nominal de los conductores mm <sup>2</sup>	Métodos de instalación de la tabla 52 – B1						
	Cables multiconductores		Cables unipolares				
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados en triángulo	Tres conductores cargados en plano		
					En contacto	Separados	
						Horizontales	Verticales
	Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G
	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	–	–	–	–	–
2,5	36	32	–	–	–	–	–
4	49	42	–	–	–	–	–
6	63	54	–	–	–	–	–
10	86	75	–	–	–	–	–
16	115	100	–	–	–	–	–
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	–	–	940	823	868	1 085	1 008
500	–	–	1 083	946	998	1 253	1 169
630	–	–	1 254	1 088	1151	1 454	1 362

NOTA – Las secciones se suponen circulares hasta los 16 mm<sup>2</sup> inclusive. Para secciones superiores, los valores indicados se refieren a almas sectoriales y pueden ser aplicados de forma segura a las almas circulares.

Tabla 3.28. Intensidades (A) 3 conductores cargados de cobre y EPR a 30 °C instalación F

Para un conductor monofásico de cobre, con dos conductores cargados, aislamiento EPR y temperatura ambiente de referencia de 30 °C:

Sección nominal de los conductores mm <sup>2</sup>	Métodos de instalación de la tabla 52 – B1						
	Cables multiconductores			Cables unipolares			
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados en triángulo	Tres conductores cargados en plano		
					En contacto	Separados	
	Horizontales		Verticales				
Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G	
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	–	–	–	–	–
2,5	36	32	–	–	–	–	–
4	49	42	–	–	–	–	–
6	63	54	–	–	–	–	–
10	86	75	–	–	–	–	–
16	115	100	–	–	–	–	–
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	–	–	940	823	868	1 085	1 008
500	–	–	1 083	946	998	1 253	1 169
630	–	–	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362

NOTA – Las secciones se suponen circulares hasta los 16 mm<sup>2</sup> inclusive. Para secciones superiores, los valores indicados se refieren a almas sectoriales y pueden ser aplicados de forma segura a las almas circulares.

Tabla 3.29. Intensidades (A) 2 conductores cargados de cobre y EPR a 30 °C instalación F

### Factores de reducción

- Factor de reducción por temperatura:

$$F_{temp}(40\text{ °C}) = 0,91 \quad (3.61)$$

- Factor de reducción por agrupamiento: No aparecen en la norma UNE factores de agrupamiento específicos para el agrupamiento de varios circuitos en triángulo o con una distribución aleatoria, debiendo hacer una estimación de estos factores con los que sí se reflejan en la normativa.

Los cables normalmente se agrupan todos juntos con bridas, teniendo dos situaciones similares en la normativa, una más favorable (Tabla 3.30) y otra más desfavorable (Tabla 3.31).

Método de instalación de la tabla 52 – B2			Número de bandejas	Número de circuitos trifásicos (nota 2)			A utilizar para
				1	2	3	
Bandejas perforadas (nota 3)	13	<p>En contacto</p>	1	0,98	0,91	0,87	Tres cables en capa horizontal
			2	0,96	0,87	0,81	
			3	0,95	0,85	0,78	
Bandejas perforadas verticales (nota 4)	13	<p>En contacto</p>	1	0,96	0,86	–	Tres cables en capa vertical
			2	0,95	0,84	–	
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 3)	14 15 16	<p>En contacto</p>	1	1,00	0,97	0,96	Tres cables en capa horizontal
			2	0,98	0,93	0,89	
			3	0,97	0,90	0,86	

Tabla 3.30. Factores agrupamiento para cables unipolares al aire, instalación F

Este método de instalación es similar pero difiere en la colocación de los cables, debiendo de tener factores de reducción inferiores, y en la inclusión de escaleras de cables o abrazaderas, ya que las bridas sería el método menos restrictivo de todos los que abarca este método.

Método de instalación de la tabla 52 – B2			Número de bandejas	Número de cables					
				1	2	3	4	6	9
Bandejas perforadas (nota 2)	13	<p>En contacto</p>	1	1,00	0,88	0,82	0,79	0,76	0,73
			2	1,00	0,87	0,80	0,77	0,73	0,68
			3	1,00	0,86	0,79	0,76	0,71	0,66
		<p>Separados</p>	1	1,00	1,00	0,98	0,95	0,91	–
			2	1,00	0,99	0,96	0,92	0,87	–
			3	1,00	0,98	0,95	0,91	0,85	–
Bandejas verticales perforadas (nota 3)	13	<p>En contacto</p>	1	1,00	0,88	0,82	0,78	0,73	0,72
			2	1,00	0,88	0,81	0,76	0,71	0,70
		<p>Separados</p>	1	1,00	0,91	0,89	0,88	0,87	–
			2	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–
			3	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–
			3	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 2)	14 15 16	<p>En contacto</p>	1	1,00	0,87	0,82	0,80	0,79	0,78
			2	1,00	0,86	0,80	0,78	0,76	0,73
			3	1,00	0,85	0,79	0,76	0,73	0,70
		<p>Separados</p>	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	–
			2	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	–
			3	1,00	0,98	0,97	0,96	0,93	–

Tabla 3.31. Factores agrupamiento para cables multiconductores al aire, instalación F

Este método de instalación es similar pero difiere en el tipo de cables, que aunque son similares por la colocación en triángulo, pero la cubierta común es un factor bastante restrictivo, en la colocación de los cables, debiendo de tener factores de reducción inferiores, en la inclusión de escaleras de cables o abrazaderas, ya que las bridas sería el método menos restrictivo de todos los que abarca este método.

Por tanto, se podría aproximar a una situación intermedia entre ambas, siendo un valor estimado pero coherente, quedando:

Nº circuitos	1	2	3	4	5	6
<b>Fagrupamiento</b>	1	0,92	0,89	0,86	0,83	0,80

Tabla 3.32. Factores agrupamiento para cables unipolares al aire, instalación F

Se entiende por circuito trifásico el formado por las tres fases y el neutro, y por circuito monofásico al conductor de fase y el neutro.

Indicaciones a tener en cuenta:

Muchas de ellas serán muy parecidas y con la misma justificación, por medio de indicaciones de la normativa, que en el apartado anterior.

- Si los cables se agrupan por circuitos independientes, si estos circuitos están separados una distancia igual o superior a dos veces el diámetro del cable de mayor sección, no se aplicarán factores de reducción.
- Si los cables se agrupan en circuitos, y estos circuitos se agrupan a su vez, la forma más eficiente sería siguiendo una distribución horizontal. Si los cables se agrupan todos juntos, sin separar los circuitos, sería la forma menos eficiente de agruparlos.
- Las intensidades mostradas en las tablas están referidas al régimen permanente y a un factor de carga del 100%.
- Según la normativa, debido a que cada tipo de instalación, en este caso tipo G, abarca varios tipos de instalaciones similares, existe una variación de  $\pm 5\%$ .

Las Tablas 3.28 y 3.29 se corresponden, en la norma UNE 20460-5-523, a la tabla 52-C11.

Según el REBT, la instalación tipo F abarca un gran número de situaciones, mostradas en la Tabla 3.19, pudiendo observar que el caso presente en el tramo de potencia es el más

favorable de todos ellos (aplicando los factores oportunos), pudiendo interpretar como válida esa mayoración de los valores con un 5%, como en el ejemplo anterior.

<b>E</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a <math>0,3 D^{5)}</math></li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador</li> </ul>
<b>F</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a <math>25 \text{ mm}^2</math></li> <li>- Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a <math>D^{5)}</math></li> </ul>

**Tabla 3.33. Instalación de cables no enterrados tipo F**

### 3.2.2.3. Instalación de conductores aislados en conductos o tubos

Este es el método de instalación con secciones de mayor tamaño debido a que los cables, además de estar en contacto, están en el interior de un conducto o tubo, siendo el método con peor disipación de calor, alcanzando mayores temperaturas en el conductor, necesitando secciones de mayor tamaño.



**Figura 3.21. Sistema de transmisión de potencia tipo B1 en grupo electrógeno**

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados.

Según la normativa esta instalación se denomina tipo B1, donde, para un conductor trifásico de cobre (3F+N), aislamiento EPR y temperatura ambiente de referencia de 30 °C:

Secciones nominales de los conductores mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla 52 – B1					
	A1	A2	B1	B2	C	D
1	2	3	4	5	6	7
Cobre						
1,5	17	16,5	20	19,5	22	22
2,5	23	22	28	26	30	29
4	31	30	37	35	40	37
6	40	38	48	44	52	46
10	54	51	66	60	71	61
16	73	68	88	80	96	79
25	95	89	117	105	119	101
35	117	109	144	128	147	122
50	141	130	175	154	179	144
70	179	164	222	194	229	178
95	216	197	269	233	278	211
120	249	227	312	268	322	240
150	285	259	–	–	371	271
185	324	295	–	–	424	304
240	380	346	–	–	500	351
300	435	396	–	–	576	396

Tabla 3.34. Intensidades (A) 3 conductores cargados de cobre y EPR 30 °C instalación B1

Se puede apreciar que no aparecen valores de intensidad para secciones superiores a 120 mm<sup>2</sup> puesto que se entiende que no van a caber en el tubo, ya que según esta tabla dentro del tubo tiene que ir un circuito trifásico, formado por tres conductores de fase y el conductor neutro. Como se puede dar el caso de tener secciones más grandes debido a altas intensidades y colocar en el interior del tubo menos conductores, se puede buscar una intensidad aproximada para estas secciones buscando valores similares con la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523.

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup>												
Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679

Tabla 3.35. Intensidades (A) 3 conductores cargados de cobre EPR 30 °C tipo B1 método simplificado

La diferencia entre una y otra va aumentando al aumentar la sección, obteniendo los resultados en función de la variación de los valores del tipo B1 en función del tipo F y G citados anteriormente, mediante la Figura 3.22, todo para 30 °C.

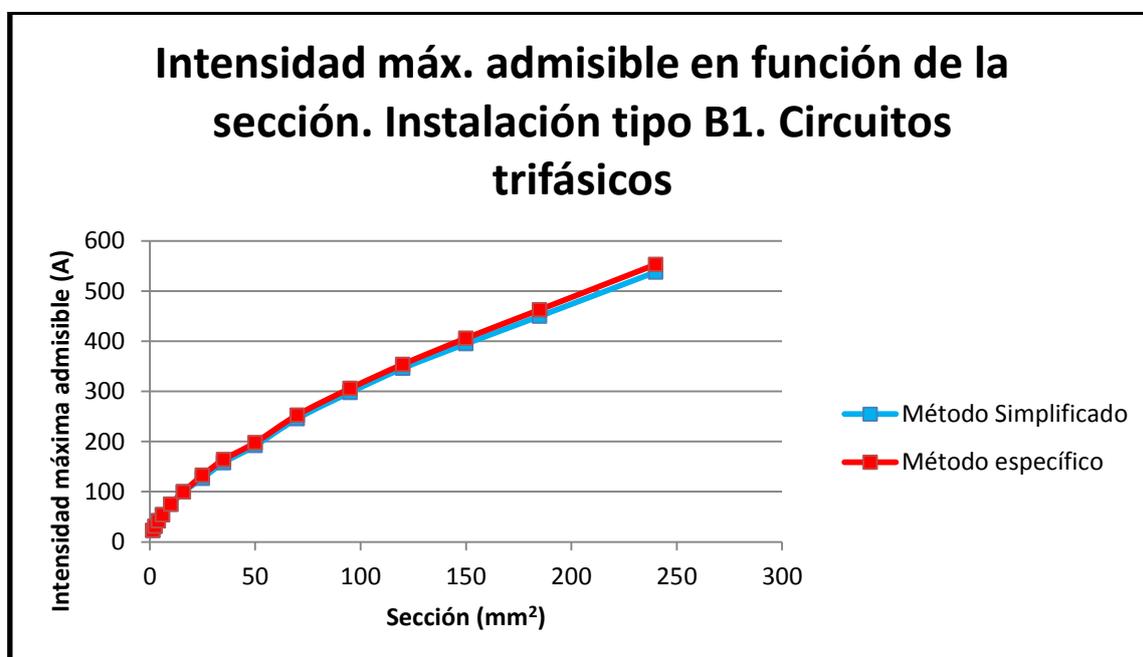


Figura 3.22. Comparativa curvas I vs S método simplificado y específico para circuitos trifásicos

Comparando:

Sección (mm <sup>2</sup> )	B1 Simplificado	B1 Específico	Diferencia
1,5	19,5	20	0,5
2,5	27	28	1
4	36	37	1
6	46	48	2
10	63	66	3
16	85	88	3
25	110	117	7
35	137	144	7
50	167	175	8
70	213	222	9
95	258	269	11
120	299	312	13
150	344	360	16
185	392	412	20
240	461	487	26

Tabla 3.36. Intensidad admisible estimada de 3 conductores cargados de cobre EPR a 30 °C instalación B1

Para un conductor monofásico de cobre, con dos conductores cargados, aislamiento EPR y temperatura ambiente de referencia de 30 °C:

Secciones nominales de los conductores mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla 52 – B1					
	A1	A2	B1	B2	C	D
1	2	3	4	5	6	7
Cobre						
1,5	19	18,5	23	22	24	26
2,5	26	25	31	30	33	34
4	35	33	42	40	45	44
6	45	42	54	51	58	56
10	61	57	75	69	80	73
16	81	76	100	91	107	95
25	106	99	133	119	138	121
35	131	121	164	146	171	146
50	158	145	198	175	209	173
70	200	183	253	221	269	213
95	241	220	306	265	328	252
120	278	253	354	305	382	287
150	318	290	–	–	441	324
185	362	329	–	–	506	363
240	424	386	–	–	599	419
300	486	442	–	–	693	474

Tabla 3.37. Intensidades (A) 2 conductores cargados de cobre EPR a 30 °C instalación B1

De igual modo que para circuito trifásico, se tendrán los siguientes valores aproximados, en base a las curvas de dispersión mostradas en la Figura 3.23, para secciones superiores a 120 mm<sup>2</sup> para 30 °C:

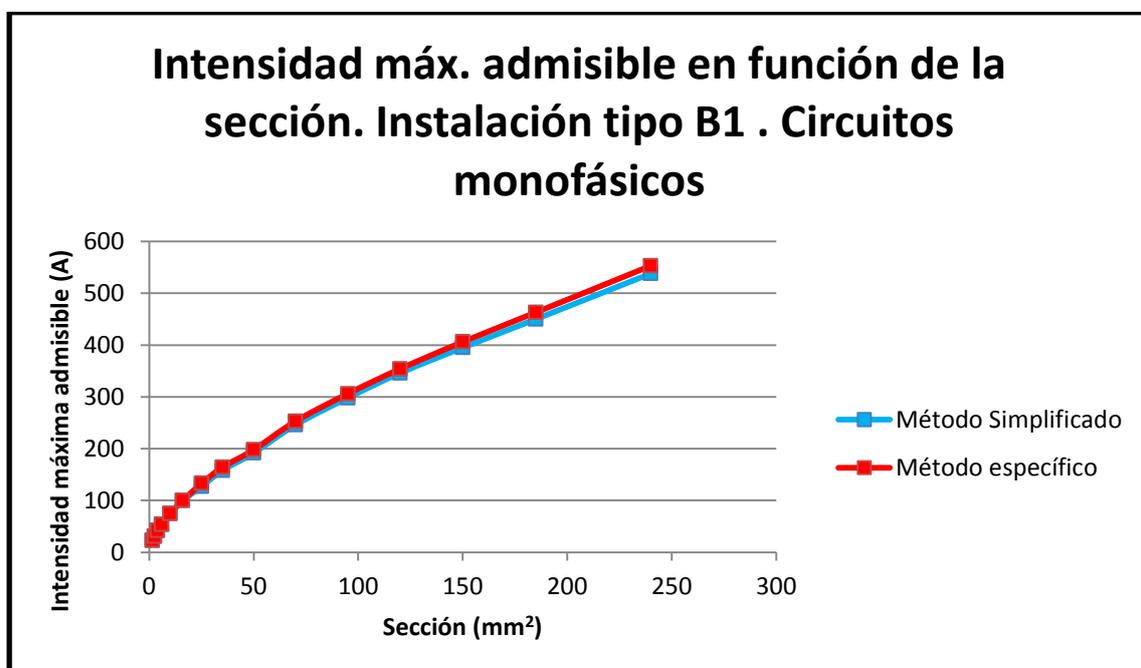


Figura 3.23. Comparativa curvas I vs S método simplificado y específico para circuitos monofásicos

Sección (mm <sup>2</sup> )	B1 Simplificado	B1 Específico	Diferencia
1,5	23	23	0
2,5	31	31	0
4	42	42	0
6	54	54	0
10	75	75	0
16	100	100	0
25	127	133	6
35	158	164	6
50	192	198	6
70	246	253	7
95	298	306	8
120	346	354	8
150	395	406	11
185	450	463	13
240	538	553	15

Tabla 3.38. Intensidad admisible estimada de 2 conductores cargados de cobre EPR a 30 °C instalación B1

Factores de reducción

- Factor de reducción por temperatura:

$$F_{temp}(40\text{ }^{\circ}\text{C}) = 0,91 \quad (3.61)$$

- Factor de reducción por agrupamiento: Cada conducto o tubo estará formado, de ser posible, por un circuito. En el caso de tener más de un cable por fase, se tendrán más de un circuito, y tantos tubos como circuitos. Si se agrupan estos tubos mediante bridas, los factores de reducción a emplear, suponiendo la situación más favorable, que es la agrupación en horizontal de dichos tubos, son los siguientes.

Nº de capas en vertical	Nº de tubos en horizontal					
	1	2	3	4	5	6
1	1,00	0,94	0,91	0,88	0,87	0,86
2	0,92	0,87	0,84	0,81	0,80	0,79
3	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75	0,74
4	0,82	0,78	0,74	0,73	0,72	0,72
5	0,80	0,76	0,72	0,71	0,70	0,70
6	0,79	0,75	0,71	0,70	0,69	0,68

Tabla 3.39. Factores reducción para cables en el interior de tubos en contacto en posición horizontal, instalados al aire, formando una o varias capas

Por tanto, se recomienda, de ser posible, la instalación de los conductos en contacto en posición horizontal, teniendo factores de reducción menos restrictivos que en otras disposiciones.

- Factor de reducción por número de cables en el interior del conducto: Como se ha comentado anteriormente, cada conducto o tubo estará formado, de ser posible, por un circuito. En el caso de tener un número superior de cables en el interior del tubo, habrá que aplicar los siguientes factores de reducción.

Nº conductores cargados	De 1 a 3	De 4 a 7	Más de 7
Factor de reducción	1	0,9	0,7

Tabla 3.40. Factores de reducción según el número de conductores cargados en el interior del tubo

NOTA: El conductor neutro, en un circuito trifásico, no se considera como conductor cargado.

Indicaciones a tener en cuenta:

- Si los conductos o tubos están separados una distancia igual o superior a dos veces el diámetro del cable de mayor sección, aproximadamente una distancia igual al diámetro del tubo, no se aplicarán factores de reducción.  
*“Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario ningún factor de reducción”*
- La forma más eficiente de agrupar los tubos sería siguiendo una distribución horizontal. Si los tubos se agrupan todos juntos siguiendo una distribución aleatoria, sería la forma menos eficiente de agruparlos.
- Las intensidades indicadas en la Tabla 3.35 están referidas a la colocación de 3 conductores cargados, y el conductor neutro, en el interior del conducto. De darse la situación de colocar en un conducto dos fases o dos conductores cargados, o una fase y el neutro, los valores de intensidad no serían los mismos ya que habría menos conductores cargados en contacto, mayor disipación de calor y por tanto se podrían admitir intensidades superiores a las indicadas en la Tabla 3.35. En la norma no hace referencia a esta situación, siendo esta más favorable a la citada, pero a efectos de normativa no efectuaría ninguna variación en los cálculos a realizar.
- Las intensidades mostradas en las tablas están referidas al régimen permanente y a un factor de carga del 100%.
- Según la normativa, debido a que cada tipo de instalación, en este caso tipo B1, abarca varios tipos de instalaciones similares, existe una variación de  $\pm 5\%$ .

- Las tablas 3.35 y 3.37 se corresponden, en la norma UNE 20460-5-523, a la tabla 52-C2 y 52-C3.

Según el REBT, la instalación tipo B1 abarca un gran número de situaciones, mostradas en la Tabla 3.24, pudiendo observar claramente que el caso presente en el tramo de potencia es el más favorable de todos ellos (aplicando los factores oportunos), pudiendo interpretar como válida esa mayoración de los valores con un 5%, dada la gran variedad de métodos incluidos en el tipo B1 existiendo una gran diferencia entre el caso dado en el tramo de potencia.

B1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubos empotrados en obra</li> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubo sobre pared de madera o mampostería separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores en huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos dentro de huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos cerrados de sección no circular en huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores aislados en conductos cerrados de sección no circular empotrados en obra de fábrica con una resistividad térmica no superior a <math>2K \cdot m/W</math> <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en falsos techos o suelos técnicos <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora suspendida</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en tubos en canalizaciones no ventiladas <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos en canales de obra ventilados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en canales de obra ventilados</li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares dentro de zócalos acanalados (rodapiés ranurado)</li> </ul>
----	---

**Figura 3.24. Instalación de cables no enterrados tipo B1**

### 3.2.2.4. Sección del conductor Neutro

El cálculo de las corrientes armónicas generadas normalmente por cargas no lineales de la instalación es bastante complejo, por tanto, acudiendo al REBT [17], se puede ver que para el caso de una acometida, donde en un extremo se tiene el lado de la suministradora (punto de alimentación, puesta a tierra...) y por el otro extremo el lado del usuario (interruptor general, puesta a tierra interna...) se encuentran las siguientes indicaciones:

*“Los conductores o cables serán aislados, de cobre o aluminio y los materiales utilizados y las condiciones de instalación cumplirán con las prescripciones establecidas en la ITC-BT-06 y la ITC-BT-07 para redes aéreas o subterráneas de distribución de energía eléctrica respectivamente”.*

Dado que se trata de una instalación aérea [10]:

*“Dependiendo del número de conductores con que se haga la distribución la sección mínima del conductor neutro será:*

- a) Con dos o tres conductores: igual a la de los conductores de fase.*
- b) Con cuatro conductores: la sección de neutro será como mínimo, la de la tabla 1 de la ITC-BT-07, con un mínimo de 10 mm<sup>2</sup> para cobre y 16 mm<sup>2</sup> para aluminio.”*

Así pues, para una línea trifásica con cuatro conductores, la sección del neutro será la indicada en la Tabla 3.41:

Conductores fase (mm <sup>2</sup> )	Sección neutro (mm <sup>2</sup> )
6 (Cu)	<b>6</b>
10 (Cu)	<b>10</b>
16 (Cu)	<b>10</b>
16 (Al)	<b>16</b>
25	<b>16</b>
35	<b>16</b>
50	<b>25</b>
70	<b>35</b>
95	<b>50</b>
120	<b>70</b>
150	<b>70</b>
185	<b>95</b>
240	<b>120</b>
300	<b>150</b>
400	<b>185</b>

**Tabla 3.41. Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase [10]**

Por último se deberá asegurar de que la sección escogida cumple con el criterio de la caída de tensión y de cortocircuito, ya mencionados en apartados anteriores, siendo ambos, en la mayoría de casos, válidos para las secciones obtenidas debido a la escasa longitud de los tramos de potencia.

### **3.2.3. Resultados y discusión**

En vista de los planteamientos indicados en el apartado anterior, como era de esperar, las secciones de menor tamaño se obtienen para el método de instalación tipo G, es decir, libres en el aire, ya que como se ha mencionado anteriormente, la disipación de calor es uno de los factores más influyentes a la hora de dimensionar los cables eléctricos.

Pero, por motivos de seguridad, protección o simplemente por la ocupación del espacio en el interior de los grupos electrógenos, se suelen acoplar, bien mediante bridas o en el interior de tubos, dando lugar a secciones superiores a las mencionadas.

Los cables utilizados serán siempre de aislamiento EPR, pudiendo obtener secciones inferiores gracias a sus mejores propiedades térmicas frente a otro tipo de materiales aislantes.

Siguiendo con los ejemplos del apartado 3.1.3 e introduciendo alguno más significativo:

- **HFW-200 T5**

I grupo	Tipo G	Tipo F	Tipo B1*
290 A	S <sub>f</sub> =70 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =35 mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =95 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =50 mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =120 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =70 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.42. Sección cables de potencia grupo HFW-200 T5 según tipo de instalación

Dónde en la instalación tipo B1 se ha añadido el 5% de ajuste mencionado en el Apartado 3.2.2.3, obteniendo una sección inferior a la que se obtendría sin realizar dicho ajuste.

Aplicando el criterio de caída de tensión, mediante la Ecuación 3.59:

$$\Delta U_G = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,04}{70} \cdot 290 = 0,1457 V$$

$$\Delta U_F = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,04}{95} \cdot 290 = 0,10736 V$$

$$\Delta U_{B1} = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,04}{120} \cdot 290 = 0,085 V$$

Estas caídas son bastante pequeñas debido a la pequeña longitud del tramo y bastante inferiores al límite considerado en el apartado 3.2.1 (0,5% de 400V) siendo este de 2 V. Por tanto va a representar, en la mayoría de los casos, un problema a la hora de escoger la sección del conductor.

- **HMW-515 T5**

I grupo	Tipo G	Tipo F*	Tipo B1
737.5 A	S <sub>f</sub> =2x95 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =2x50 mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =2x120 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =2x70 mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =2x185 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =2x95 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.43. Sección cables de potencia grupo HMW-515 T5 según tipo de instalación

Dónde en la instalación tipo F se ha añadido el 5% de ajuste mencionado en el Apartado 3.2.2.2, obteniendo una sección inferior a la que se obtendría sin realizar dicho ajuste.

Aplicando el criterio de caída de tensión, mediante la Ecuación 3.59:

$$\Delta U_G = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,25}{95} \cdot \frac{737,5}{2} = 0,1506 V$$

$$\Delta U_F = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,25}{120} \cdot \frac{737,5}{2} = 0,1192 V$$

$$\Delta U_{B1} = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,25}{185} \cdot \frac{737,5}{2} = 0,0774 V$$

- **HFW-350 T5**

I grupo	Tipo G	Tipo F*	Tipo B1*
505.8 A	S <sub>f</sub> =120 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =70 mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =185 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =95 mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =2x95 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =2x50 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.44. Sección cables de potencia grupo HFW-350 T5 según tipo de instalación

Dónde en la instalación tipo F y B1 se han añadido el 5% de ajuste mencionado anteriormente, obteniendo una sección inferior a la que se obtendría sin realizar dicho ajuste.

Aplicando el criterio de caída de tensión, mediante la Ecuación 3.59:

$$\Delta U_G = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,09}{150} \cdot 505,8 = 0,1215 V$$

$$\Delta U_F = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,09}{185} \cdot 505,8 = 0,0985 V$$

$$\Delta U_{B1} = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{2,09}{95} \cdot \frac{505,8}{2} = 0,0497 V$$

- **HMW-910 T5**

I grupo	Tipo G	Tipo F*	Tipo B1
1314.5 A	S <sub>f</sub> =2x240 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =2x120mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =3x150*mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =3x70 mm <sup>2</sup>	S <sub>f</sub> =3x240 mm <sup>2</sup> S <sub>N</sub> =3x120 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.45. Sección cables de potencia grupo HMW-910 T5 según tipo de instalación

Dónde en la instalación tipo F se ha añadido el 5% de ajuste mencionado anteriormente, obteniendo una sección inferior a la que se obtendría sin realizar dicho ajuste. Además se ha decidido añadir una tercera fase puesto que el resultado eran 2 fases de 300 mm<sup>2</sup>, pero debido a la escasa longitud de los tramos, la manejabilidad es un factor importante, decidiéndose por añadir otra fase y reducir las secciones.

Aplicando el criterio de caída de tensión, mediante la Ecuación 3.59:

$$\Delta U_G = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{3,3}{2 \cdot 240} \cdot 1314,5 = 0,1558 V$$

$$\Delta U_F = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{3,3}{3 \cdot 150} \cdot 1314,5 = 0,1662 V$$

$$\Delta U_{B1} = \frac{\rho_{40^\circ} \cdot L}{S} \cdot I_{max} = \frac{1}{58} \cdot \frac{3,3}{3 \cdot 240} \cdot 1314,5 = 0,1039 V$$

Así pues, en base a las comprobaciones realizadas por aplicación directa de la normativa vigente, se puede apreciar la gran diferencia que existe entre los tres métodos de instalación indicados, siendo aún mayor esta diferencia cuanto mayor es la intensidad a transportar. Por tanto, se recomendaría, de ser posible, realizar la instalación de los cables de potencia separados y al aire, pudiendo reducir el gasto en conductores eléctricos y cumpliendo con la normativa.

Además de tener en cuenta el método de instalación a la hora de determinar la sección del cable, también es importante considerar la forma en la que se instalan, puesto que puede dar lugar a pérdidas o problemas de seguridad. Así pues se recomienda seguir las siguientes indicaciones [19]:

- Para conseguir una distribución equilibrada de corriente, los cables conectados han de ser de la misma sección y la misma longitud, así como mantener la misma disposición relativa de los conductores de fase. No es fácil siempre cumplir estas condiciones, en particular en trayectos cortos donde suele ser difícil alterar la posición relativa de los distintos conectores, a efectos de poder conectar en los correspondientes bornes, los cables unipolares tienen que cruzarse alternando el orden y la posición.

- Se recomienda separar los circuitos para tener mayor disipación en los cables y por tanto pudiendo utilizar cables de menor sección. En el caso de varios circuitos próximos de cables unipolares en capa o bajo tubo, la separación entre los dos sistemas de cables debe ser aproximadamente dos veces mayor que la distancia entre ejes de los cables unipolares del mismo sistema. El orden de fases dentro de un sistema es igualmente de suma importancia. La disposición más adecuada es la siguiente:

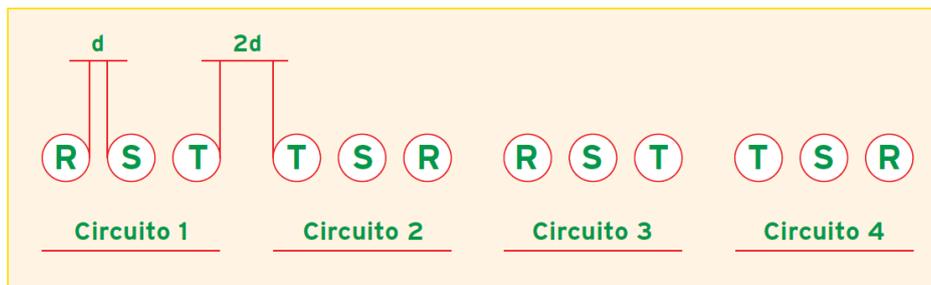


Figura 3.25. Disposición horizontal óptima de cables

- Si se trata de varios circuitos en disposición de triángulo, es aconsejable colocar los cables de la siguiente forma:

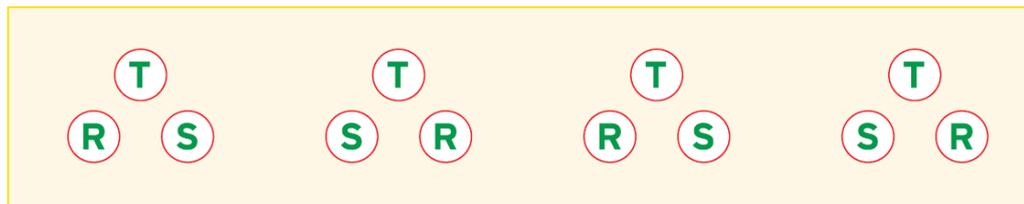


Figura 3.26. Disposición en triángulo óptima de cables

- En el caso de tener varios circuitos en contacto, habría que aplicar los correspondientes factores de reducción por agrupamiento. Siendo la forma más eficiente de agrupamiento en horizontal.
- Las bridas empleadas en cables unipolares se recomienda que sean amagnéticas.

### 3.3. Sistema de protección

Los Sistemas de Protección se utilizan en los sistemas eléctricos de potencia para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. Los sistemas de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas, minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes.

Los sistemas de protección de un sistema de potencia, se encuentra en el cuadro de protección del grupo electrógeno, se componen generalmente de los siguientes elementos:

- Elementos de medición; que permiten saber en qué estado está el sistema.
- Los relés de protección o relevadores; que ordenan disparos automáticos en caso de falla. Son la parte principal del sistema de protección. Contienen la lógica que deben seguir los interruptores. Se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, reconectores u otros.
- Los interruptores; que hacen la conexión o desconexión de las redes eléctricas. Son gobernados por los relés y operan directamente el sistema de potencia.
- Sistema de alimentación del sistema de protecciones. Se acostumbra alimentar, tanto interruptores como relés con un sistema de alimentación de energía eléctrica independiente del sistema protegido con el fin de garantizar autonomía en la operación. De esta forma los relés e interruptores puedan efectuar su trabajo sin interferir. Es común que estos sistemas sean de tensión continua y estén alimentados por baterías o pilas.
- Sistema de comunicaciones. Es el que permite conocer el estado de interruptores y relés con el fin de poder realizar operaciones y analizar el estado del sistema eléctrico de potencia. Existen varios sistemas de comunicación.

Los sistemas de protección también deben de establecer unas medidas de protección ante contactos directos, aquellos tienen lugar con las partes activas del equipo diseñadas para llevar tensión (cables, clavijas, barras de distribución, bases de enchufe, etc.), y contactos indirectos, cuando al tocar ciertas partes que habitualmente no están diseñadas para el paso de la corriente eléctrica, pero que pueden quedar en tensión por algún defecto (partes metálicas o masas de equipos o accesorios).

Para la determinación de las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto y contra sobreintensidades será preciso tener en cuenta el esquema de distribución de energía eléctrico empleado.

Y por último, se deberá limitar la tensión que, con respecto a tierra, pueden presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando o disminuyendo el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Para ello se realizará la instalación de puesta a tierra, la cual será objeto del presente proyecto, dimensionando e indicando las recomendaciones oportunas para su funcionamiento eficiente y fiable, en base a la normativa vigente.

### **3.3.1. Estudio y consideraciones**

La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas del equipo diseñadas para llevar tensión (cables, clavijas, barras de distribución, bases de enchufe, etc.). Según la normativa correspondiente las medidas para asegurar esta protección serán:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

En cuanto a la protección frente a contactos indirectos, dependerá directamente del esquema de distribución de la energía eléctrica utilizado, en función del sistema de distribución del neutro y de las masas en la red de distribución. Escogido el esquema de distribución se podrán determinar los dispositivos de corte automático de la alimentación, impidiendo que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda suponer un riesgo.

- **ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN**

El contacto de una persona con masas metálicas accidentalmente puestas bajo tensión se denomina contacto indirecto. Esta conexión accidental a la tensión es provocada por un defecto de aislamiento. Por lo cual, circula una corriente de defecto ( $I_d$ ) y provoca una

elevación de la tensión entre la masa del receptor eléctrico y tierra, aparece una tensión de defecto o de contacto ( $U_c$  o  $U_d$ ) que es peligrosa si es mayor a la tensión  $U_L$  “Tensión de contacto máxima admisible”.

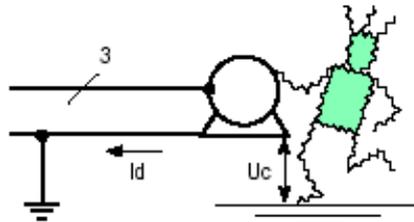


Figura 3.27. Conexión accidental a tensión por defecto de aislamiento

Con la puesta a tierra se trata que las corrientes de defecto a tierra ( $I_d$ ), tengan un camino más fácil, que el que tendría el cuerpo de una persona que tocara la carcasa metálica bajo tensión. Por tanto como la red de tierras ha de tener una resistencia mucho menor que la del cuerpo humano, la corriente de defecto circulará por la red de tierra, en vez de hacerlo por el cuerpo de la persona, tal como se aprecia en la figura 3.28.

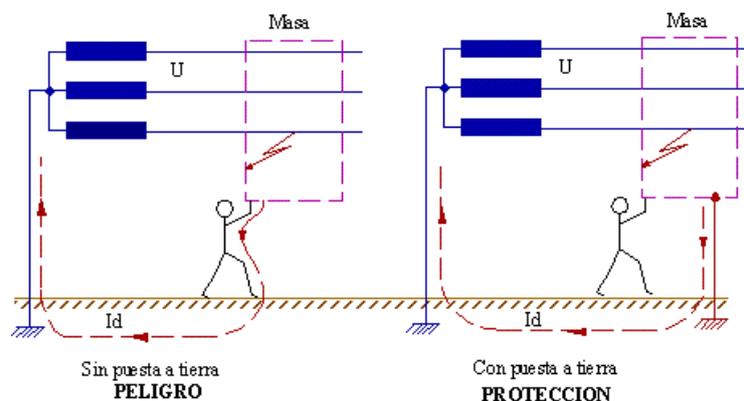


Figura 3.28. Corrientes de defecto a tierra con y sin puesta a tierra

Frente a este riesgo, las normas de instalación a nivel internacional, han normado tres esquemas de conexión a tierra (ECT) y han definido las reglas de instalación y de protección correspondientes. Las medidas de protección contra contactos indirectos se apoyan en tres principios fundamentales: la conexión a tierra de las masas de los receptores y equipos eléctricos, la equipotencialidad de masas accesibles simultáneamente y el repaso.

Según el REBT [20], los esquemas de distribución se caracterizan por un código de letras, con el siguiente significado:

Primera letra: Se refiere a la situación de la alimentación con respecto a tierra.

T = Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.

I = Aislamiento de todas las partes activas de la alimentación con respecto a tierra o conexión de un punto a tierra a través de una impedancia.

Segunda letra: Se refiere a la situación de las masas de la instalación receptora con respecto a tierra.

T = Masas conectadas directamente a tierra, independientemente de la eventual puesta a tierra de la alimentación.

N = Masas conectadas directamente al punto de la alimentación puesto a tierra (en corriente alterna, este punto es normalmente el punto neutro).

Otras letras (eventuales): Se refieren a la situación relativa del conductor neutro y del conductor de protección.

S = Las funciones de neutro y de protección, aseguradas por conductores separados.

C = las funciones de neutro y de protección, combinadas en un solo conductor (conductor CPN).

El sistema de distribución elegido para la fabricación de grupos electrógenos Himoinsa con cuadros de protección [21] es un esquema de distribución TN-S para todas las tensiones y frecuencias, siempre que incluyan el conductor neutro.

Los esquemas TN tienen un punto de la alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora conectadas a dicho punto mediante conductores de protección. Se distinguen tres tipos de esquemas TN según la disposición relativa del conductor neutro y del conductor de protección, donde para el caso concreto de los grupos electrógenos se tendrá:

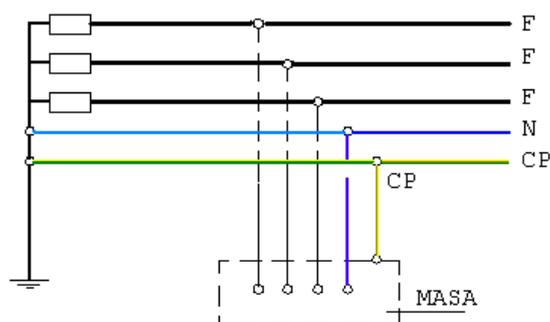


Figura 3.29. Esquema de distribución TN-S

Esta unión del conductor neutro (N) a tierra por medio del conductor de protección (CP) se realiza dentro del cuadro de protección del grupo electrógeno, como se puede apreciar en el la Figura 3.30, con el cable de color verde y amarillo junto con un interruptor diferencial:

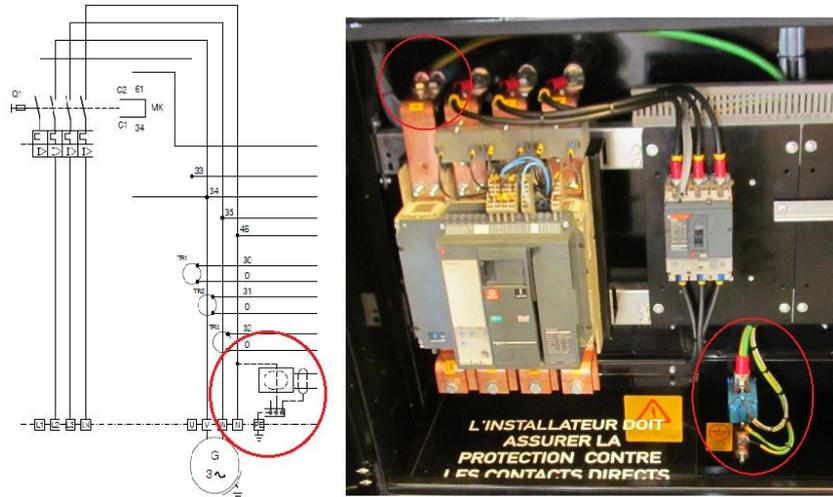


Figura 3.30. Esquema TN-S y cuadro eléctrico con neutro puesto a tierra

Otro posible esquema de distribución que se ofrece, bajo petición expresa del cliente, es el IT, en el que el neutro del transformador está aislado de tierra (o conectado a través de una impedancia de un elevado valor) y las masas metálicas conectadas a una toma de tierra exclusiva, donde se recomienda no distribuir el conductor neutro (N):

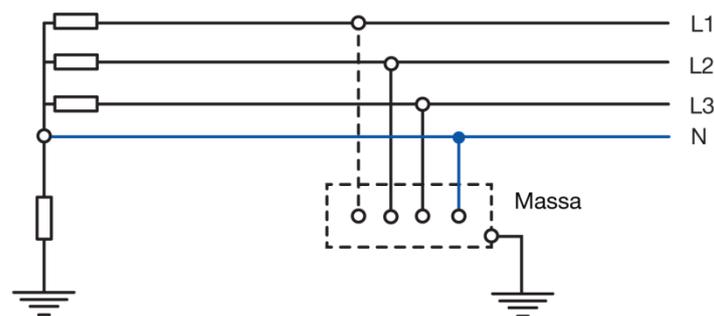


Figura 3.31. Esquema IT con neutro distribuido



Figura 3.32. Esquema IT y cuadro eléctrico sin neutro a tierra

El REBT [22] indica que para instalaciones generadoras aisladas conectadas a instalaciones receptoras que son alimentadas de forma exclusiva por grupos generadores, se podrá escoger cualquiera de los esquemas de distribución. Para el caso en que se trate de instalaciones receptoras alimentadas por el generador y/o la Red de Distribución Pública, se deberá realizar la conexión (si alimenta el generador) y desconexión (si alimenta la Red) del conductor neutro, dependiendo de quien esté suministrando la energía, motivo por el cual se añade un interruptor diferencial en la puesta a tierra del neutro, como se aprecia en la Figura 3.32.

### • INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La definición del sistema de tierra, según el REBT, es “una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la masa de la tierra o a algún cuerpo conductor de dimensiones relativamente grandes que cumple la misma función que la masa de la tierra”

Por puesta a tierra generalmente entendemos una conexión eléctrica a la masa general de la tierra, siendo esta última un volumen de suelo, roca etc., cuyas dimensiones son muy grandes en comparación al tamaño del sistema eléctrico que está siendo considerado.

Las razones que más frecuentemente se citan para tener un sistema aterrizado, son:

- Proporcionar una impedancia suficientemente baja para facilitar la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla o defecto.
- Asegurar que seres vivos presentes en las cercanías no queden expuestos a potenciales inseguros, en régimen permanente o en condiciones de falla.

- Mantener los voltajes del sistema dentro de límites razonables bajo condiciones de falla (tales como descarga atmosférica, ondas de maniobra o contacto inadvertido con sistemas de voltaje mayor), y asegurar que no se excedan los voltajes de ruptura dieléctrica de las aislaciones.
- Limitar el voltaje a tierra sobre materiales conductivos que circundan conductores o equipos eléctricos.
- Proporcionar una trayectoria alternativa para las corrientes inducidas y de tal modo minimizar el ruido eléctrico en cables. Muchas alimentaciones de potencia incluyen ahora una conexión a tierra, a través de la cual se dispersan al terreno corrientes residuales y corrientes armónicas.
- Proporcionar una plataforma equipotencial sobre la cual pueda operar equipo electrónico.

El sistema de puesta a tierra se diseña normalmente para cumplir dos funciones de seguridad. La primera es establecer conexiones equipotenciales. Toda estructura metálica conductiva expuesta que puede ser tocada por una persona, se conecta a través de conductores de conexión eléctrica. La mayoría de los equipos eléctricos se aloja en el interior de cubiertas metálicas y si un conductor energizado llega a entrar en contacto con éstas, la cubierta también quedará temporalmente energizada. La conexión eléctrica es para asegurar que, si tal falla ocurriese, entonces el potencial sobre todas las estructuras metálicas conductivas expuestas sea virtualmente el mismo. En otras palabras, la conexión eléctrica iguala el potencial en el interior del local, de modo que las diferencias de potencial resultantes son mínimas. De este modo, se crea una plataforma equipotencial.

Si una persona está en contacto simultáneamente con dos piezas diferentes de una estructura metálica expuesta, el conductor de conexión eléctrica debiera garantizar que la persona no reciba un choque eléctrico, haciendo que la diferencia de potencial entre los equipos sea insuficiente para que esto ocurra. El mismo principio se aplica en el interior de grandes subestaciones eléctricas, industrias y casas.

La segunda función de un sistema de puesta a tierra es garantizar que, en el evento de una falla a tierra, toda corriente de falla que se origine, pueda retornar a la fuente de una forma controlada. Por una forma controlada se entiende que la trayectoria de retorno está predeterminada, de tal modo que no ocurra daño al equipo o lesión a las personas. La conexión a tierra no es de capacidad infinita e impedancia nula. Sin embargo, la impedancia

del sistema de tierra debiera ser lo bastante baja de modo que pueda fluir suficiente corriente de falla a tierra para que operen correctamente los dispositivos de protección, los cuales a su vez provocarán la operación de interruptores o fusibles para interrumpir el flujo de corriente.

Así pues, la instalación de puesta a tierra va a consistir en la conexión equipotencial de todas las masas y la puesta a tierra del conductor neutro (para el esquema TN-S), mediante un borne o nudo principal de tierra, alojado en el interior del grupo, y un borne suplementario de tierra, situado en el cuadro de protección.

Realizando una comparación con el esquema de un circuito de puesta a tierra convencional mostrado en el REBT [23], se puede obtener la identificación de cada una de las componentes del circuito de puesta a tierra de un grupo electrógeno convencional:

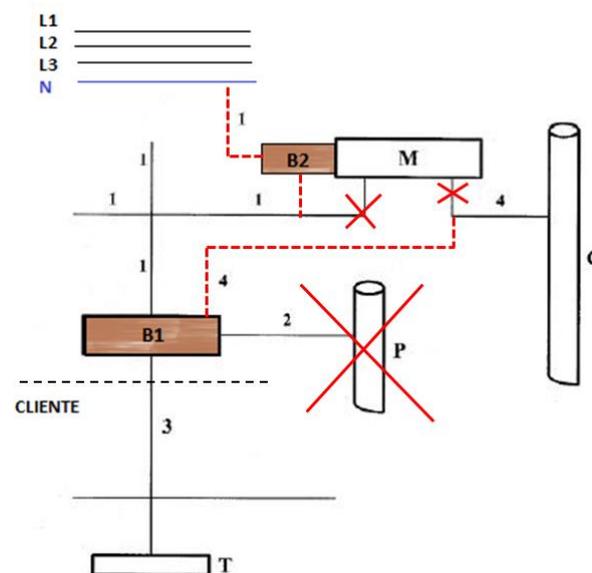


Figura 3.33. Esquema del circuito puesta a tierra

Componentes:

- BORNE PRINCIPAL DE TIERRA O PUNTO DE PUESTA A TIERRA (B1): borne o barra de cobre que forma parte del dispositivo de puesta a tierra de una instalación, y que garantiza la conexión eléctrica de un cierto número de conductores para los fines de la puesta a tierra. Situado en el interior del grupo electrógeno, donde se realizará la conexión de todas las componentes y donde el cliente conectará su conductor y toma de tierra.

- BORNE SECUNDARIO O SUPLEMENTARIO DE TIERRA (B2): formado también por una pletina de cobre, situado en el cuadro de protección, utilizada para realizar la unión del conductor neutro con el borne principal de tierra y a su vez, para que el cliente conecte su instalación de tierra, en casos muy concretos, ya que se recomienda realizar esta conexión en el borne principal.  
*“No debe intentarse conectar cada conductor de protección individual al borne principal de tierra cuando están conectados a este borne por medio de otros conductores de protección”.*  
Tras esta indicación [21], es el principal motivo de su empleo en el circuito de puesta a tierra de los grupos electrógenos.
- MASA (M): parte conductora de un equipamiento eléctrico que puede ser tocada y que normalmente no está bajo tensión pero que puede ser puesta bajo tensión en caso de falla del aislamiento principal. Se consideran masas a las componentes que forman parte de la canalización de alimentación, donde el peligro en caso de falla es superior que en otras componentes, como el alternador y el cuadro de protección.
- ELEMENTO CONDUCTOR (C): parte conductora que no forma parte de la instalación eléctrica y capaz de introducir un potencial eléctrico. Se consideran elementos conductores el chasis, la carrocería y el cuadro de maniobra, los cuales el peligro es inferior ante una falla.
- CANALIZACIÓN METÁLICA PRINCIPAL DE AGUA (P): este tipo de canalizaciones no se dan en los grupos electrógenos.
- TOMA DE TIERRA (T): parte conductora en contacto eléctrico con la tierra, conocida como pica de tierra, la cual dependerá del cliente y de la persona encargada de realizar la puesta a tierra del grupo electrógeno.
- CONDUCTOR DE PROTECCIÓN (1): Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos para asegurar la protección contra contactos eléctricos indirectos. En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.
- CONDUCTOR DE UNIÓN EQUIPOTENCIAL PRINCIPAL (2): conductor previsto para realizar una conexión equipotencial de protección. En el caso de los grupos electrógenos, en base al esquema, no se darían este tipo de conductores.

- CONDUCTOR DE TIERRA O LÍNEA DE ENLACE CON EL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA (3): conductor que asegura un camino conductor, o una parte del mismo, entre un punto dado de una red, de una instalación o de un equipo y una toma de tierra, que al igual que esta última, será labor del cliente.
- CONDUCTOR DE EQUIPOTENCIALIDAD SUPLEMENTARIA (4): conductor destinado a asegurar la equipotencialidad de las partes conductoras del grupo electrógeno menos peligrosas.

Por norma general e indicación de la normativa vigente, el punto de conexión donde el cliente conectará su conductor y toma de tierra será el borne principal de tierra, pero en situaciones concretas dependiendo del esquema de distribución y otros factores se puede realizar la conexión en el borne secundario de tierra. Además el grupo contiene unos puntos de tierra en las esquinas, los cuales son puntos adicionales por si el cliente o el instalador cualificado necesitase algún punto extra de tierra, ya que está “en continuidad” con el borne principal de tierra.

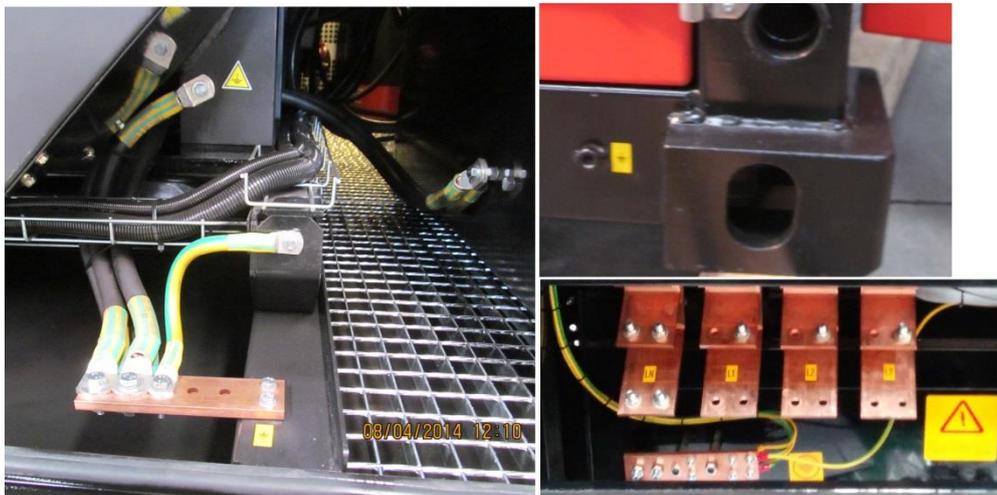


Figura 3.34. Puntos de puesta a tierra en el grupo electrógeno

### 3.3.2. Metodología

Para dimensionar los conductores eléctricos que forman parte del sistema de protección del grupo electrógeno, siguiendo el esquema de la Figura 3.33, se van a dar 2 tipos distintos de conductores, ya mencionados y descritos anteriormente. Su sección recomendada no presenta mucha dificultad, ya que la normativa correspondiente refleja con bastante claridad su dimensionamiento.

- **CONDUCTORES DE PROTECCIÓN (1)**

Siguiendo indicaciones de la norma UNE [21], la sección de los conductores de protección se puede obtener a partir de la intensidad de defecto, del tiempo de actuación del dispositivo de corte automático y de la natura del conductor, o bien, de un modo más sencillo y directo, en función de la sección de los conductores de fase, según la Tabla 3.46:

Sección de los conductores de fase $S$ $\text{mm}^2$	Sección mínima de los conductores de protección correspondientes $\text{mm}^2$	
	Si el conductor de protección es del mismo material que el conductor de fase	Si el conductor de protección no es del mismo material que el conductor de fase
$S \leq 16$	$S$	$\frac{k_1}{k_2} \times S$
$16 < S \leq 35$	$16^a$	$\frac{k_1}{k_2} \times 16$
$S > 35$	$\frac{S^a}{2}$	$\frac{k_1}{k_2} \times \frac{S}{2}$

donde  
 $k_1$  es el valor de  $k$  para el conductor de fase, derivado de la fórmula en anexo A o de la tabla 43A del Documento de Armonización HD 384.4.43 conforme con el material del conductor y su aislamiento;  
 $k_2$  es el valor de  $k$  del conductor de protección elegido según se especifica en las tablas A.54.2 a A.54.6.  
<sup>a</sup> Para el conductor PEN, la reducción de la sección se permite solamente de acuerdo con las reglas del dimensionamiento del conductor neutro (véase lo especificado en el Documento de Armonización HD 384.5.52).

**Tabla 3.46. Sección mínima de los conductores de protección**

Donde, si la sección del conductor de protección diese como resultado secciones no normalizadas, se escogerá la sección superior normalizada.

- **CONDUCTORES DE EQUIPOTENCIALIDAD (4)**

Para la sección de los conductores de equipotencialidad conectados al borne principal de tierra, la normativa no indica un criterio para su dimensionamiento, simplemente indica que la sección no debe ser inferior a  $6 \text{ mm}^2$  de cobre,  $16 \text{ mm}^2$  de aluminio o  $50 \text{ mm}^2$  de acero.

Por tanto, debido a que los elementos a los que se conectan estos conductores no forman parte de la línea de alimentación y su riesgo ante una falla es considerablemente inferior, se puede ajustar a la sección mínima, cumpliendo con la normativa vigente. Aunque se recomienda emplear secciones superiores para no ajustar tanto al límite marcado por la legislación, pudiendo dar por válido una sección de  $16 \text{ mm}^2$  para asegurar la protección y la continuidad del sistema de protección.

Finalmente, quedará el circuito de puesta a tierra de los grupos electrógenos mostrado en la Figura 3.51, dónde habrán componentes, como la puesta a tierra del neutro, que no siempre se incluyan, dependiendo de las partes que formen el grupo y del sistema de distribución escogido.

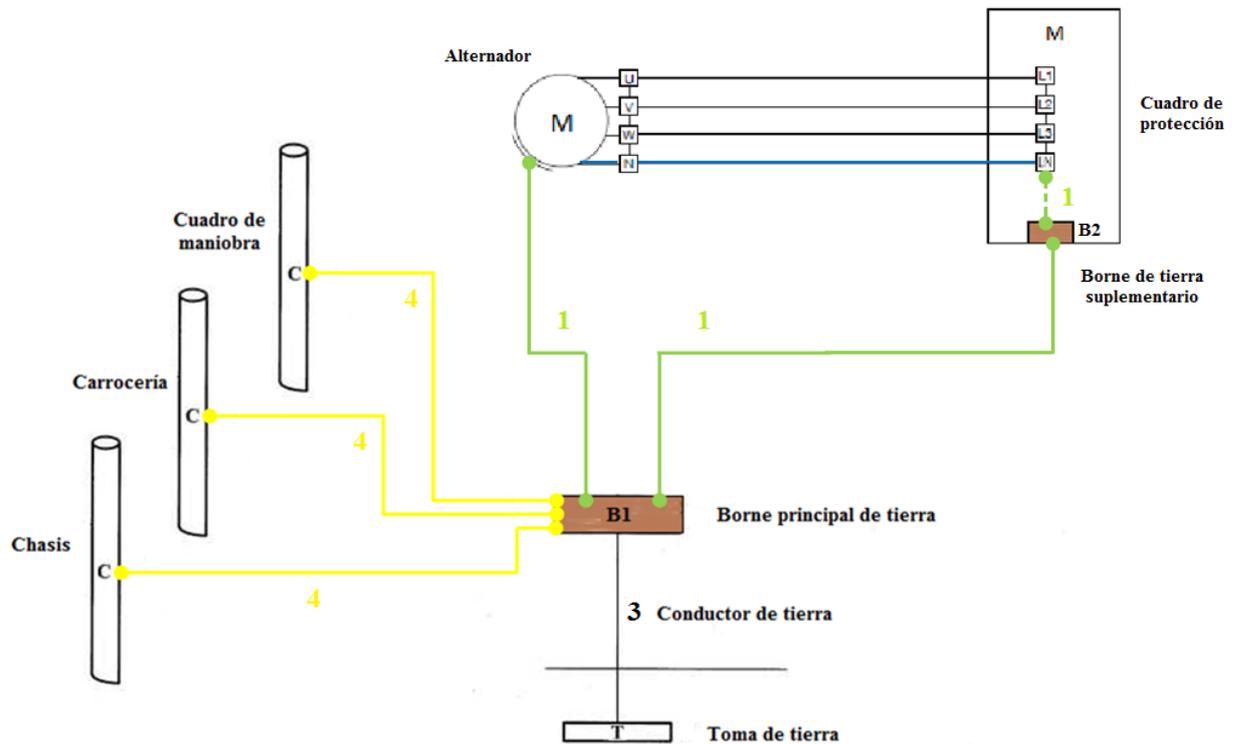


Figura 3.35. Esquema del circuito de puesta a tierra de un grupo electrógeno

### 3.3.3. Resultados y discusión

Conocido ya el sistema de puesta a tierra de los grupos electrógenos y la denominación, mediante la normativa, de cada conductor eléctrico, únicamente quedaría aplicar los valores marcados para algunos ejemplos concretos.

Los conductores eléctricos se escogerán del mismo tipo que los conductores empleados en la transmisión de potencia, excepto para los conductores de equipotencialidad para intensidades de grupo bajas.

Siguiendo con los grupos electrógenos utilizados como muestras en apartados anteriores:

- **HFV-200 T5**

I grupo	S fases	S <sub>CP</sub>	S <sub>EQUIP</sub>
290 A	70 mm <sup>2</sup>	35 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.47. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HFV-200 T5

- **HMW-515 T5**

<b>I grupo</b>	<b>S fases</b>	<b>S<sub>CP</sub></b>	<b>S<sub>EQUIP</sub></b>
737,5 A	2x95 mm <sup>2</sup>	2x50 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.48. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HMW-515 T5

- **HFW-350 T5**

<b>I grupo</b>	<b>S fases</b>	<b>S<sub>CP</sub></b>	<b>S<sub>EQUIP</sub></b>
505,8 A	150 mm <sup>2</sup>	70 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.49. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HFW-350 T5

- **HMW-910 T5**

<b>I grupo</b>	<b>S fases</b>	<b>S<sub>CP</sub></b>	<b>S<sub>EQUIP</sub></b>
1314,5 A	2x240 mm <sup>2</sup>	2x120 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>

Tabla 3.50. Sección de los conductores del sistema de protección grupo HMW-910 T5



## **CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES**

Una vez finalizado el proyecto se comprueba que se han cumplido los objetivos marcados en el Capítulo 1, dando respuesta a las consultas realizadas por la empresa interesada.

Haciendo un repaso a todo el procedimiento seguido durante la realización del proyecto, se pueden distinguir dos partes muy diferenciadas: los tramos de potencia y protección, en los que mediante el análisis e interpretación de la normativa se ha conseguido justificar la dimensión de los cables utilizados, y el sistema de arranque, en el cual, con motivo de la inexistente normativa al respecto, se ha llevado a cabo una profunda investigación recopilando información directamente de los propios fabricantes y realizando las pertinentes medidas, pudiendo realizar un modelo propio y específico, asegurando su correcto funcionamiento.

Particularizando en cada uno de los tres sistemas analizados, se puede decir que en el que más dificultades se han tenido ha sido en el sistema de arranque.

La evolución del estudio del sistema de arranque partió de un análisis del comportamiento térmico de los conductores, por aplicación directa del criterio de calentamiento, ya que este es el criterio predominante en los cables de baja tensión y cortas distancias. Tras un amplio estudio, se comprendió que el aspecto térmico no representaba el mayor inconveniente a la hora de escoger la sección, principalmente por el comportamiento tan particular del motor de arranque. Esta valoración fue apoyada por una serie de cálculos a los cables de arranque que se estaban utilizando, los cuales indicaban que podría existir, como se pensaba en la empresa, un sobredimensionamiento en los cables de arranque.

Conocido con exactitud el comportamiento del motor de arranque, se comenzaron a realizar medidas de arranque con un multímetro digital, obteniendo las intensidades de arranque. Tras realizar algunas pruebas y observando un comportamiento anómalo en las gráficas, se descubrió que la pinza amperimétrica que se estaba utilizando sólo admitía corriente alterna, siendo ineficiente para los datos que se querían obtener. La empresa se hizo cargo de adquirir una pinza específica para los parámetros que se querían medir, y gracias a la larga espera, se profundizó en los cálculos a realizar cuando se obtuvieran los valores exactos durante el arranque de los grupos electrógenos. Se consiguió poca información relacionada, toda ella directamente de los fabricantes de motores de combustión que eran los proveedores de la empresa, con lo cual no se tenía un modelo concreto de los cálculos a realizar.

Recibida la pinza amperimétrica, y tras la realización de un gran abanico de pruebas a todo tipo de grupos electrógenos, se entendió perfectamente el comportamiento del sistema de arranque, las características más influyentes y los posibles factores que afectasen directamente al funcionamiento del arranque, en circunstancias distintas a las que se daban en las medidas realizadas.

Cabe destacar la aportación de los trabajadores de los bancos de pruebas, los cuales gracias a su experiencia y conocimiento de las máquinas, realizaron una gran aportación al entendimiento del sistema de arranque, así como a las propias medidas realizadas, ya que en las primeras medidas, debido al corto espacio de tiempo en el que arrancaban los grupos no se conseguía apreciar valores concretos de intensidades, y suya fue la idea de impedir la ignición del motor de combustión, encontrándose el sistema de arranque en la situación más desfavorable y pudiendo apreciar valores mantenidos de intensidad de arranque.

Con más de veinte gráficas de arranque, se consiguió asimilar toda la información recopilada relacionada con la sección de los cables de arranque y sugerir los dos modelos de dimensionado de los cables de arranque, ambos con las indicaciones de los fabricantes junto con aportaciones propias apoyadas por las medidas realizadas. Ambos métodos consiguiendo reducir la sección de los cables hasta en un 50%.

En cuanto al sistema de transmisión de potencia, la dificultad estaba en la interpretación de la normativa y de todas sus indicaciones, ya que a pesar del gran número de casos concretos que incorpora la norma UNE, es imposible contemplar todas las posibilidades. Se han tenido que realizar interpretaciones, siempre del lado de la seguridad, sobre todo a la hora de escoger los factores de agrupamiento, consiguiendo elaborar un informe técnico en el que se explica y justifica cada uno de los tres tipos de instalación utilizados en la empresa, cumpliendo con otra de las cuestiones presentadas.

Finalmente, el sistema de arranque ha sido en el que menos dificultades se han tenido, ya que la norma UNE y el REBT son bastante claras al respecto. Únicamente en la catalogación de cada cable eléctrico, diferenciando finalmente dos tipos de cable en el sistema de protección, y la comprensión del sistema de protección de los grupos electrógenos. Esta conclusión se llegó tras el estudio y comprensión del sistema de protección y puesta a tierra de los grupos, con la aportación de los compañeros del Departamento de Ingeniería de la empresa y la ayuda del director del proyecto.

Haciendo un balance global del proyecto, creo que se ha conseguido dar respuesta a las incógnitas que se planteaban en la empresa, obteniendo incluso resultados que reducen los costes y apoyan y justifican los cables utilizados, dando un resultado satisfactorio para la empresa.

Se va a llevar a cabo un proceso de prueba en el Departamento de Prototipos para comprobar y asegurar las secciones de cables resultantes del proyecto, lo cual ya es una satisfacción tras el largo periodo de estudio del sistema de arranque de los grupos electrógenos.

Posiblemente, tras un cambio en el material aislante de los cables de arranque, sustituyendo el material termoplástico por el termoestable, se lleve a cabo el redimensionado de los cables del sistema de arranque de los grupos electrógenos de Himoinsa S.L. incorporando las secciones resultantes del presente proyecto.



## **CAPÍTULO 5. BIBLIOGRAFÍA**

- A. Labarta, J.M. Pardo, “*Conductores y cables eléctricos*”.
- ABB Motors, “*Guía del motor*”.
- B. Massey, “*Electrical Protection of Starting Circuits of Diesel Engines*”, U.S. Department of Labor, Mine Safety and Health Administration. Technical Support, Approval and Certification Center , Engineering and Testing Division
- Base de datos de Himoina S.L.
- Blue Sea Systems, “*Engine Starting Standards*”, Diciembre, 2012. Documento accesible por internet:  
[http://www.blueseasystems.com/resources/114/Blue\\_Sea\\_Systems\\_Engine\\_Starting\\_Standards](http://www.blueseasystems.com/resources/114/Blue_Sea_Systems_Engine_Starting_Standards)
- Bosch, “*Manual de Baterías Bosch*”.
- Bosch, “*Motor de Arranque PDM y Principales Componentes*”. Catálogo 2011/2012.
- Bosch, “*Sistemas de energía*”. Documento accesible por internet:  
<http://www.slideshare.net/juanperedo12/arranque-bosch>. [1]
- Caterpillar, “*Application and installation guide. Starting Systems*”.
- Centro de promoción de usos del cobre (PROCOBRE).
- Clofford, “*Considering Instantaneous Voltage Drop versus Sustained Voltage Drop*”, Información Técnica, USA, 2010.
- Cummins, “*Conjuntos Generadores enfriados con Líquido. Manual de aplicación*”. Mayo, 2010.
- D. Hill, “*Ford Focus-Hard Starting*”, Diciembre, 2013. Documento accesible por internet: <http://www.interworldna.com/pico/ford-focus-hard-starting.html>.
- Documento CIGRE, “*Thermal behaviour of overhead conductors*”. [5]
- E. Martínez, “*Aplicaciones del recubrimiento de estaño en el sector ferroviario*”, Barcelona Rail, Jornada de recubrimientos y tratamientos superficiales, Diciembre, 2009.
- F. Méndez, “*Instalaciones eléctricas de baja tensión*”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad de Extremadura, 2006.
- FACEL (Asociación Española de Fabricantes de Cables y Conductores Eléctricos y de Fibra Óptica)
- FECSA ENDESA, “*Condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de FECSA ENDESA*”, Junio, 2009. [18]

- Fundación laboral de la construcción, “*Criterios preventivos para trabajos con riesgo eléctrico en obras de construcción*”, Fundación Laboral de la Construcción, 2009.
- G. Azzouaz, “*Modeling and Simulation of an Automotive Diesel Engine cranking System*”, Master Thesis, Göteborg: 2005. [9]
- General cable, “*Ayudas técnicas*”, Documentos accesibles por internet: <http://www.generalcable.es/Productos/AyudasT%C3%A9cnicas/tabid/378/Default.aspx> [19]
- Grupo Fiat, “*Acumuladores, recarga y arranque*”. Automoción, Sistemas de transmisión, seguridad y confortabilidad.
- Grupo Fiat, “*Pruebas alternador-PEM*”. Automoción, Sistemas de transmisión, seguridad y confortabilidad.
- Guía técnica de aplicación de baja tensión. Anexo 2, “*Cálculo de las caídas de tensión*”, Revisión 1, Septiembre, 2003. [3]
- H. Bauer, “*Sistemas eléctricos y electrónicos para automóviles: Sistemas de arranque*”, Bosch, Instrucción técnica, Abril, 2000.
- H. J. Cisterna, “*Motor de partida (arranque)*”.
- Hella (Baterías), “*Funcionamiento y sistema de carga*”.
- Himoina S.L., “*Manual de instalación grupos electrógenos*”.
- IEC (International Electrotechnical Commission) 60364-5-52: “*Electrical installations of buildings. Selection and erection of electrical equipment. Wiring systems*”.
- Insulated Cable Engineers Association (IPCEA) [25]
- Interflex (tubos), “*Especificación técnica de producto: tubo anillado de poliamida*”.
- J. A. Bell, “*Motor Diesel Technology. Electricity & Electronics*”, 2nd Edition, Natef,
- J. Inverson, “*Cómo dimensionar un grupo eléctrico: La correcta selección del tamaño del grupo eléctrico requiere del análisis de parámetros y cargas*”, Cummins, Notas Técnicas.
- J. Perez, “*Recomendaciones generales para Gensets*”, 2011.
- L. J. Mages, *Grupos electrógenos*. Ed. Marcombo, 1976.
- M. A. Bautista. E. Iglesias. F. Castells y J.M. Goitia, “*Grupos electrógenos*”. Madrid: Paraninfo, 1987.
- M. Abdulqader, “*Diesel Generator: Auxiliary Systems and Instruments*”, Second Edition, November, 2012.

- Medellín, “Cable de cobre y aluminio. Cobre aislado de baja tensión”, Normas de materiales para redes aéreas, EPM, RA7-228, Agosto, 2012.
- Mitsubishi Engine Generator Set, “Guide to capacity selection and installation planning: Starting system”, Febrero, 2010.
- Motortico, “Corriente de Arranque en Motores Eléctricos”, Noviembre, 2013
- Motortico, “Cuidados con Caída de Tensión en Cables”, Abril, 2013
- Norma UNE-EN 12601: “Grupos electrógenos accionados por motores alternativos de combustión interna. Seguridad”, 2011. [14]
- Norma UNE-EN 20003, “Cobre-tipo recocido industrial, para aplicaciones eléctricas”, 1954.
- Norma UNE-EN 20343: “Sistema de designación de los cables”, 2006. [24]
- Norma UNE-EN 20460-5-523: “Instalaciones eléctricas en edificios. Selección e instalación de los materiales eléctricos. Intensidades máximas admisibles en sistemas de conducción de cables”, 2004. [13]
- Norma UNE 21144-1-1, “Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades”, 2012. [7]
- Norma UNE 21144-2-1, “Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Resistencia térmica. Cálculo de la resistencia mecánica”, 2007.
- Norma UNE 21144-2-2, “Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Resistencia térmica. Método de cálculo de los coeficientes de reducción de la intensidad admisible para grupos de cables al aire y protegidos de la radiación solar”, 1997.
- Norma UNE 21144-3-2, “Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos”, 2000.
- Norma UNE-EN 21192, “Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático”, 2009. [11]
- Norma UNE-EN 60204-1: “Seguridad de las máquinas. Equipo eléctrico de las máquinas. Parte 1: Requisitos generales”, 2007. [15]
- Norma UNE-EN 60228, “Conductores de cables aislados”, 2011. [2]
- Norma UNE-EN 60364-5-54: “Instalaciones eléctricas de baja tensión. Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra, conductores de protección y conductores de equipotencialidad.”, 2011. [21]

- Perkins, “*Engine Series: General Installation Manual*”.
- Procobre, “*Sistemas de puesta a tierra*”, Documento accesible por internet: <http://procobre.org/es/>.
- Programa casa segura, “*La importancia de la selección del calibre en los conductores eléctricos*”. Documento accesible por internet: <http://www.programacasasegura.org/cl/su-casa/la-importancia-de-la-seleccion-del-calibre-en-los-conductores-electricos-2/>.
- Propol (conductores eléctricos), “*El mundo de los cables de energía*”, Documento accesible por internet: <http://propol.wordpress.com/>.
- Prestolite (Motores de arranque), “*Manual de taller*”.
- Prysmian, “*Cables y accesorios para Baja Tensión*”.
- R. Dufo, “*Nuevo método de cálculo de secciones de cables de baja tensión*”, Marzo, 2004.
- R. Wolfgang, “*Principios fundamentales de los generadores para el área de IT*”, APC Informe interno N° 93, 2004.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Capítulo 6, “*Redes aéreas para distribución en baja tensión*”, Instrucción técnica complementaria del reglamento electrotécnico de baja tensión. [10]
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Capítulo 7, “*Redes subterráneas para distribución en baja tensión*”.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Capítulo 8, “*Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica*”. [20]
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Capítulo 11, “*Redes de distribución de energía. Acometidas*”. [17]
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Capítulo 18, “*Instalaciones de puesta a tierra*”. [23]
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Capítulo 19, “*Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales*”. [12]
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Capítulo 40, “*Instalaciones generadoras de baja tensión*”. [22]
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Capítulo 47, “*Instalaciones de receptores. Motores*”. [8]
- RLAT: Reglamento de Alta Tensión LAT (RD223-2008). [6]

- S. Ramírez, “*Redes de Distribución de Energía*”, Centro de publicaciones Universidad de Colombia, Enero, 2004. [4]
- Schneider Electric, “*Guía de diseño de instalaciones eléctricas según normas internacionales IEC*”, Colección técnica, 2010. [16]
- Schneider Electric, “*Manual teórico-práctico Instalaciones en Baja tensión*”, Vol. 1.
- Schneider Electric, “*Manual teórico-práctico Instalaciones en Baja tensión*”, Vol. 2.
- T. Hazel, “*Producción de energía eléctrica integrada en emplazamientos industriales y edificios comerciales*”, Cuadernos técnico nº 196, Schneider Electric, Febrero, 2001.
- Tipos y designación de cables eléctricos. Instituto Nacional de Tecnologías Educativas y de Formación del Profesorado (INTEF)
- Top Cable, “*Catálogos técnicos*”.
- Toyota, “*Starting systems*”.
- Viakon (Conductores eléctricos). “*Manual eléctrico*”.
- W. Sturm, “*Manual de Baja Tensión: Criterio de selección de aparatos de maniobra e indicaciones para el proyecto de instalaciones y distribución*”, Siemens, 2ª Edición, 2000.
- Yanmar, “*Industrial engines. TNV series application manual*”, Marzo, 2005.



## CAPÍTULO 6. ANEXOS

### 6.1. Tipos y designación de los cables eléctricos

Los sistemas de designación de cables están recogidos en las diferentes normas UNE, que edita la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) se indica aquí un resumen de las especificaciones aplicables para la designación de los cables aislados, de uso más frecuente, con tensión asignada hasta 450/750 V.

Los cables eléctricos aislados de tensión asignada hasta 450/750 V se designan según las especificaciones de la norma UNE [24]. Estas especificaciones corresponden a un sistema armonizado (Documento de armonización HD 361 de CENELEC) y por lo tanto son de aplicación en todos los países de la Unión Europea.

El sistema utilizado para la designación de un cable se compone de tres partes y en su conjunto es una secuencia de símbolos en el que cada uno de ellos, según su posición, tiene un significado previamente establecido en la norma.

PARTE	POSICIÓN N° <sup>3)</sup>	REFERENCIA A:	SÍMBOLO	SIGNIFICADO
1 Aspectos generales	1	Correspondencia con la normalización	H ES-N ó ES	Cable según normas armonizadas Cable de tipo nacional (no existe norma armonizada)
	2	Tensión asignada U <sub>0</sub> /U	01 03 05 07	100/100V 300/300V 300/500V 450/750V
2 Constitución del cable, generalmente según una secuencia radial, partiendo del material de aislamiento;  A continuación, después de un guión, forma del conductor o de los conductores	3	Tipo de aislamiento	V V2 V3 V4 B G N2 R S Z Z1	Policloruro de vinilo (PVC) Mezcla de PVC (servicio de 90 °C) Mezcla de PVC (servicio baja temperatura) Policloruro de vinilo (reticulado) Goma de etileno-propileno Etileno-acetato de vinilo Mezcla especial de policloropreno Goma natural o goma de estireno-butadieno Goma de silicona Mezcla reticulada a base de poliolefina con baja emisión de gases corrosivos y humos Mezcla termoplástica a base de poliolefina, con baja emisión de gases corrosivos y humos
			4	Revestimientos metálicos <sup>3)</sup>

	5	Cubierta y envolvente no metálica 1)	V V2 V4 V5 B G J N N4 N8 Q R S T Z Z1	Policloruro de vinilo (PVC) Mezcla de PVC (servicio de 90°C) Policloruro de vinilo (reticulado) Mezcla de PVC (resistente al aceite) Goma de etileno-propileno Etileno-acetato de vinilo Trenza de fibra de vidrio Policloropreno (o producto equivalente) Polietileno clorosulfurado Policloropreno especial, resistente al agua Poliuretano Goma natural o goma de estireno-butadieno Goma de silicona Trenza textil, impregnada o no, sobre conductores aislados Mezcla reticulada a base de poliolefina con baja emisión de gases corrosivos y humos Mezcla termoplástica a base de poliolefina con baja emisión de gases corrosivos y humos
	6	Elementos constitutivos y construcciones especiales	D3 Ninguno H H2 H6 H7 H8	Elemento portador constituido por uno o varios componentes (metálicos o textiles) situados en el centro de un cable redondo o repartidos en el interior de un cable plano Cable cilíndrico Cables planos, con o sin cubierta, cuyos conductores aislados pueden separarse Cables planos cuyos conductores aislados no pueden separarse Cables planos comprendiendo tres conductores aislados o más Doble capa de aislamiento extruida Cable extensible
3 Número y sección nominal de los conductores	7	Forma del conductor	-D -E -F -H -K -R -U -Y	Flexible para uso en cables de máquinas de soldar Muy flexible para uso en cables de máquinas de soldar Flexible de varios alambre finos para servicios móviles (clase 5 de UNE 21022) Extraflexible (clase 6 de UNE 21022) Flexible de varios alambre finos para instalaciones fijas (clase 5 de UNE 21022) Rígido, de sección circular, de varios alambres cableados (clase 2 de UNE 21022) Rígido, de sección circular, de un solo alambre (clase 1 de UNE 21022) Formado por cintas de cobre arrolladas en hélice alrededor de un soporte textil (Oropel)
	8	Nº de conductores	N	Número de conductores (1, 2, 3,...n)
	9	Símbolo o signo de multiplicación	x G	Signo "X" en ausencia de conductor amarillo / verde, Símbolo "G", sustituye al "X" si existe un conductor amarillo / verde
	10	Sección nominal	mm <sup>2</sup>	Sección nominal <sup>2)</sup>

1) En la designación puede cambiarse la posición de estos símbolos con el fin de tener en cuenta la construcción del cable

2) En caso de conductores "oropel" se utiliza el símbolo "Y". No se especifica la sección nominal

3) En la denominación de un cable no deben constar necesariamente dígitos en las diez posiciones posibles de los símbolos, sino que sólo se utilizan los estrictamente necesarios para reflejar las características esenciales del cable.

**Tabla 6.1. Tipos y designación de cables eléctricos según UNE**

## 6.2. Propiedades comparativas de los aislamientos de conductores eléctricos

CARACTERÍSTICAS	BUTILO	POLIETILENO CLORO SULFONADO (HYPALON, CP)	ETILENO PROPILENO (EPR)	POLICLORO-PRENO (NEOPRENO)	POLICLORURO DE VINILO (PVC)	POLIETILENO (PE)	POLIETILENO VULCANIZADO (XLPE)
Resistividad Ohm/cm	10 <sup>17</sup>	10 <sup>14</sup>	10 <sup>15</sup> - 10 <sup>17</sup>	10 <sup>11</sup>	10 <sup>11</sup>	10 <sup>14</sup>	10 <sup>15</sup> - 10 <sup>17</sup>
Rigidez dieléctrica kV/mm (c.a. elev. rápida)	16	—	18	14	16	20	20
Rigidez dieléctrica kV/mm (impulsos)	47	—	54	48	47	60	60
Constante dieléctrica (SIC) a 60Hz y 75°C	3.5	7.0	2.7	9.0	5.5	2.5	2.5
Factor de potencia % a 60Hz y 75°C	1.5	3.0	0.05	3.5	3.0	0.05	0.05
Resistencia a la tracción kg/cm <sup>2</sup>	175-211	175	35	211-283	120	120-170	—
Alargamiento %	400-800	700	200-400	800-900	500	375-300	400-600
Densidad	0.91	1.12-1.28	1.2	1.23-1.25	1.21	0.93-0.95	0.92
Temperatura de fragilidad °C	-60	-60	-70	-55	-55	-60	-80
Temperatura máx. de operación °C	105	105	90	90	60-75-90-105	90	90
Resistente a:							
oxidación	B - E	E	E	E	R	E	E
ozono	E	E	E	E	R	E	E
desgarre	B	E	R-B	B	MB	B	B
abrasión	B	E	B-E	E	E	E	E
radiación	P	R-B	—	P	R	P-R	P-R
ácidos diluidos	E	E	E	E	P	B	R
ácidos concentrados	E	MB	E	B	P	R	R
hidrocarburos alifáticos	P	B	P	B	P	R	R
hidrocarburos aromáticos	P	R	P	R	B	B	B
hidrocarburos clorinados	P	P	P	M	B	B	B
aceites y gasolinas	M	B	P	B	B	B	B
aceite animal y vegetal	E	B	B-E	B	B	E	B
absorción de agua	E	B	E	B	M	E	E
envejecimiento solar	M	E	E	MB	E	E	E
envejecimiento por:							
temperatura (100°C)	B	E	E	B	B	B	E
Flama	P	B	P	B	B	R	B
Alcalis	M	B	MB	B	B	B	B

E = excelente, MB = muy bueno, B = bueno, R = regular, P = pobre, M = malo.

Tabla 6.2. Comparativa de las propiedades de los principales materiales aislantes

### 6.3. Comparativa entre los distintos tipos de cables en base a la intensidad máxima admisible

El proceso de arranque de un grupo electrógeno se situaría en una situación intermedia entre el régimen permanente y el transitorio, ya que, suponiendo el ciclo completo de arranque, 5 intentos de arranque, el tiempo de actuación es superior al tiempo máximo que establece la condición de cortocircuito (5 segundos) pero tampoco podría ser en modo continuo, ya que se realiza en cortos espacios de tiempo.

Algunos fabricantes e incluso algunas normativas extranjeras [25], comentan el llamado “régimen de sobrecarga”, limitando el funcionamiento del conductor eléctrico entre 36 y 100 horas al año, y 500 horas durante su vida útil, con intensidades superiores a la nominal del cable. A la temperatura máxima admisible en el régimen de sobrecarga se la conoce como “temperatura de emergencia”.

La vida útil media de un cable eléctrico en las condiciones de funcionamiento apropiadas se oscila entre los 20 y 30 años.

Tras consultar esta información obtenida con un proveedor de cables eléctricos de Himoina S.L., nos indicó las temperaturas de emergencia que los distintos tipos de cables podían aguantar, sin especificar tiempo de funcionamiento.

Aislamiento	T <sup>a</sup> operación nominal	T <sup>a</sup> de sobrecarga	T <sup>a</sup> de cortocircuito
PVC	70°C	70°C	160°C
EPR	90°C	120°C	250°C
NEOPRENO	85°C	120°C	250°C

Tabla 6.3. Características térmicas de los materiales aislantes

En cuanto a la intensidad máxima admisible, el tipo de cable que mayores valores de corriente admite es el cable de soldadura con aislamiento de Neopreno, cuyas características son especiales para intensidades muy elevadas en cortos periodos de tiempo.

Comparando los tres tipos de cables, cada uno con un aislamiento distinto:

Sección (mm <sup>2</sup> )	H07VK (PVC)	NSGAFÖU (EPR)	H01N2-D (NEOPRENO)*
16	98 A	132 A	200 A
25	129 A	176 A	289 A
35	158 A	218 A	380 A
50	198 A	276 A	504 A
70	245 A	347 A	651 A

Tabla 6.4. Comparativa de las intensidades máximas de los distintos tipos de cables

\*Los valores de intensidad para el cable H01N2-D, con Neopreno como material aislante, están indicados para un servicio repetido basado en períodos de 5 minutos, con un porcentaje de carga del 35%, es decir, trabajando 105 segundos.

En las fichas técnicas de los fabricantes de cables de soldadura indican los siguientes valores de intensidad en función del porcentaje del tiempo de carga:

SECCIÓN DEL CONDUCTOR mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible en amperios Porcentaje del tiempo de carga					
	100%	85%	60%	35%	20%	8%
10	100	101	102	119	143	206
16	135	138	140	173	212	314
25	180	186	189	244	305	460
35	225	235	239	317	400	608
50	285	299	305	415	529	811
70	355	375	383	531	682	1.053
95	430	456	467	658	850	1.319
120	500	532	545	776	1.006	1.565
150	580	619	634	911	1.184	1.845
185	665	711	729	1.054	1.374	2.145

Tabla 6.5. Intensidad máxima admisible para servicios repetidos del cable soldadura 25°C

En el caso más desfavorable de ciclo de arranque, 5 intentos fallidos de 10 segundos cada intento, sumaría un total de 50 segundos, suponiendo un 16,67% del porcentaje de tiempo de carga, pudiendo estimar su valor mediante las curvas características de los valores conocidos, aplicando el factor de temperatura correspondiente a la temperatura interior en el grupo electrógeno, 0,87 para 40°C.

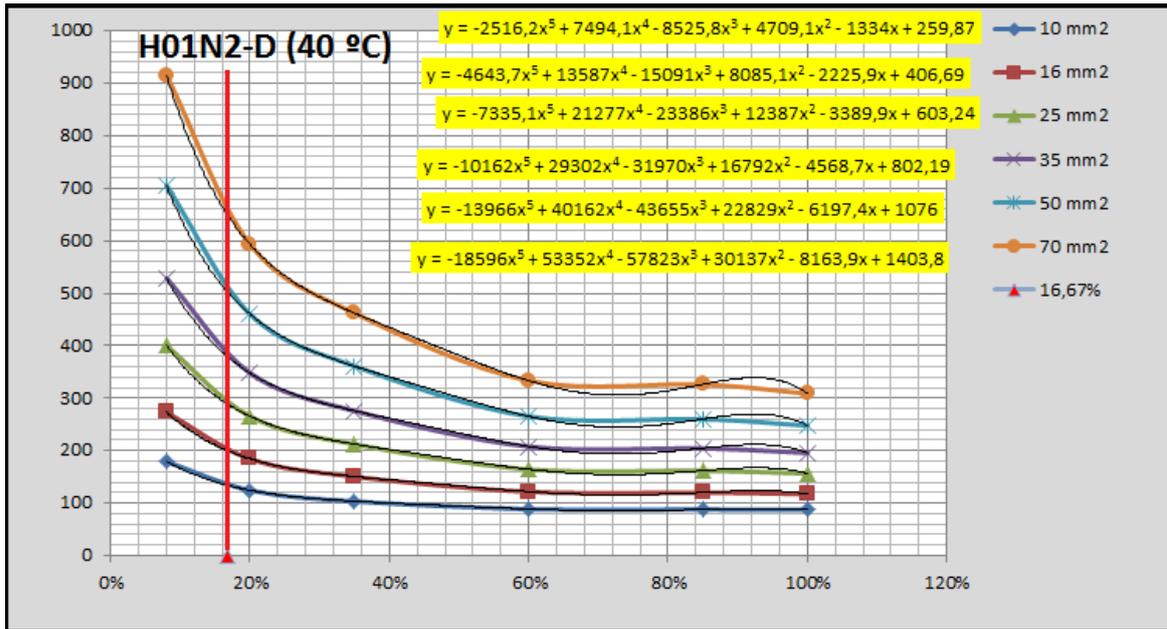


Figura 6.1. Estimación de la intensidad admisible del cable H01N2-D al 16,67% de uso