

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA

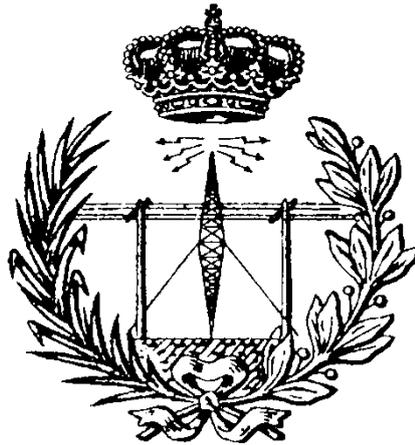


TRABAJO FIN DE GRADO

Infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos
en el municipio de La Oliva

Titulación: Grado en Ingeniería en
Tecnologías de la Telecomunicación
Autor: Rubén González Montesdeoca
Tutor: Manuel Enríquez Chaves
Fecha: Junio 2017

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO

Infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos
en el municipio de La Oliva

HOJA DE FIRMAS

Alumno/a

Fdo.: Rubén González Montesdeoca

Tutor/a

Fdo.: Manuel Enríquez Chaves

Fecha: Junio 2017

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO

Infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos
en el municipio de La Oliva

HOJA DE EVALUACIÓN

Calificación: _____

Presidente

Fdo.:

Vocal

Secretario/a

Fdo.:

Fdo.:

Fecha: Junio 2017

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE EXPRESIONES

ACRÓNIMOS

MEMORIA

1. Introducción	1
1.1. Energías Fósiles	1
1.2. Distribución del gasto energético en España	4
1.3. VE como solución económico/medioambiental	6
1.4. Objetivo del TFG	11
1.5. Estructura de la memoria	11
2. Marco legislativo y normativo	13
2.1. Marco regulatorio de la Unión Europea	13
2.2. Marco de fomento y regulación del VE en España y Canarias	14
2.3. Estrategia Integrada de Desarrollo Urbano Sostenible de La Oliva	22
3. Estudio del recurso solar y eólico	25
3.1. Instalación Solar Fotovoltaica	25
3.1.1. Efecto fotovoltaico y respuesta espectral	26
3.1.2. Circuito equivalente de la célula FV	29
3.1.3. Curva de una célula FV y sus parámetros característicos	31
3.1.4. Condiciones de ensayo	34
3.1.5. Irradiancia y temperatura	36
3.1.6. Conceptos de geometría solar	38
3.1.7. Herramientas para la obtención de datos del recurso solar	42
3.1.8. Hora solar pico	46
3.2. Instalación aerogeneradora	49

3.2.1. Fundamento físico de la conversión eólica	50
3.2.2. Factores que afectan al recurso eólico	51
3.2.3. Parámetros de un aerogenerador	53
3.2.4. Producción energética	56
3.2.5. Herramientas para la obtención de datos del recurso eólico	59
4. Elementos de la instalación	61
4.1. Panel FV	61
4.1.1. Materiales de un panel FV	61
4.1.2. Especificación de un panel FV según las normas UNE	62
4.1.3. Generador FV	63
4.2. Aerogeneradores y rangos de funcionamiento	65
4.3. Dispositivos de almacenamiento y conversión	68
4.3.1. Regulador de carga	68
4.3.2. Baterías	70
4.3.3. Inversor	73
4.4. Red de conexión eléctrica	80
4.4.1. Cableado	80
4.4.2. Canalizaciones	82
4.4.3. Protecciones	82
5. Cálculo de la infraestructura generadora mediante energía renovable	87
5.1. Espacio disponible para la infraestructura de generación	87
5.2. Obtención de datos del recurso energético fotovoltaico en la ubicación	89
5.3. Obtención de datos del recurso eólico en la ubicación	93
5.4. Elección de componentes adecuados a los recursos disponibles	95
5.5. Análisis de las cargas eléctricas en la infraestructura renovable	96
5.6. Cálculo del generador	104
5.6.1. Despliegue de los módulos FV	104
5.6.2. Producción energética de los módulos FV	107
5.6.3. Balance energético carga-generador	110
5.6.4. Esquema de conexión eléctrica generador-red	114
5.7. Elección del inversor	115

6. Cálculo de la instalación eléctrica	119
6.1. Criterios que influyen en la elección de los conductores	119
6.2. Zona del generador	121
6.2.1. Conductores en la zona de corriente continua	121
6.2.2. Protecciones en la zona de corriente continua	124
6.2.3. Conductores en la zona de corriente alterna	131
6.2.4. Protecciones en la zona de corriente alterna	132
6.2.5. Elección de la caja de conexión de grupo	134
6.3. Zona de los puntos de recarga	135
6.3.1. Calculo de los conductores	135
6.3.2. Calculo de las protecciones	136
6.4. Toma de tierra	137
7. Planos	139
8. Presupuesto	141
9. Conclusiones	145
9.1. Conclusiones del TFG	145
9.2. Líneas futuras	146
10. Bibliografía	149
11. Anexos	155

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución del precio del petróleo	2
Figura 2. Efectos del calentamiento global	3
Figura 3. Aparcamiento de bicicletas en Ámsterdam	4
Figura 4. Generación eléctrica total respecto generación eléctrica renovable	5
Figura 5. Consumo de energía final por sectores en kilo toneladas equivalentes de petróleo	6
Figura 6. Thomas Edison con su VE	7
Figura 7. Puntos de recarga para VE a comienzos del siglo XX	7
Figura 8. Vehículo híbrido eléctrico	8
Figura 9. Vehículo híbrido eléctrico enchufable	9
Figura 10. Vehículo cien por cien eléctrico	9
Figura 11. Número de vehículos adquiridos por categoría	17
Figura 12. Solicitudes de ayudas validadas por CCAA	17
Figura 13. Beneficiarios de los vehículos adquiridos	17
Figura 14. Marcas más solicitadas en las solicitudes de ayuda validadas	18
Figura 15. Actuación 1 Plaza de La Oliva	22
Figura 16. Actuación 2 Paseo Marítimo de Corralejo	23
Figura 17. Russel Ohl inventor de la célula FV	25
Figura 18. Funcionamiento de una célula solar FV	26
Figura 19. Comportamiento de la célula FV sin incidencia solar	27
Figura 20. Comportamiento de la célula FV con incidencia solar a circuito abierto	27
Figura 21. Célula FV con incidencia solar y circuito cerrado generando flujo de corriente	27
Figura 22. Respuesta espectral ideal y medida en célula FV	28
Figura 23. Modelo equivalente de la célula FV	29
Figura 24. Curva I-V sin incidencia lumínica	31
Figura 25. Curva I-V con incidencia solar	31
Figura 26. Inversión de la curva I-V	31
Figura 27. Curva I-V que muestra la corriente de cortocircuito	32
Figura 28. Curva I-V que muestra la tensión a circuito abierto	32
Figura 29. Factor de Forma	33
Figura 30. Tipos de MA	35
Figura 31. Cambio de la curva I-V en función de la irradiancia incidente	36
Figura 32. Angulo de la oblicuidad de la eclíptica	38
Figura 33. Angulo de declinación solar	39
Figura 34. Distancia mínima entre captadores para evitar sombras	40
Figura 35. Azimut e inclinación de un panel FV	41
Figura 36. Diagrama de trayectorias de los rayos solares para la medición de sombras	42
Figura 37. Página principal PVGIS	43
Figura 38. Zona de estudio	43

Figura 39. Radiación mensual en la zona de estudio	44
Figura 40. Formato de salida de página web	44
Figura 41. Formato de salida fichero de texto	45
Figura 42. Formato de salida en pdf	45
Figura 43. Radiación diaria en la zona de estudio	46
Figura 44. Sustentación y resistencia aerodinámica en un aerogenerador	50
Figura 45. Relación entre la potencia y la velocidad	52
Figura 46. Función de densidad de potencia respecto velocidad	54
Figura 47. Curva de potencia de un aerogenerador	54
Figura 48. Coeficiente de potencia respecto la velocidad de diferentes aerogeneradores	55
Figura 49. Coeficiente de potencia respecto factor de inducción axial	55
Figura 50. Rosa de los vientos	56
Figura 51. Histograma de duración porcentual de velocidad del viento	57
Figura 52. Histograma de frecuencias de velocidad del viento	57
Figura 53. Curvas de Weibull para diferentes valores de k	58
Figura 54. Curvas de Weibull para diferentes valores de velocidad media del viento	58
Figura 55. Marcación para la obtención de datos eólicos del IDE Canarias	59
Figura 56. Rosa de los vientos	59
Figura 57. Porcentaje de energía y factor de forma (Weibull)	60
Figura 58. Panel FV de silicio monocristalino	61
Figura 59. Panel FV de silicio policristalino	62
Figura 60. Conexión de placas FV en paralelo	64
Figura 61. Conexión de las placas FV en serie	64
Figura 62. Conexión de placas FV en serie-paralelo	64
Figura 63. Aerogenerador vertical Savonius	65
Figura 64. Aerogenerador vertical Darrieus	65
Figura 65. Aerogenerador vertical Darrieus-Savonius	66
Figura 66. Aerogenerador barlovento con aleta direccional	66
Figura 67. Comparación entre aerogenerador de barlovento y de sotavento	67
Figura 68. Curva de ajuste regulador MPPT	69
Figura 69. Modelo equivalente de Thevenin	71
Figura 70. Curva de carga de una batería de plomo	72
Figura 71. Inversor según la forma de onda	73
Figura 72. Planta con un solo inversor	74
Figura 73. Planta con un inversor por cadena	74
Figura 74. Planta dividido en subplantas con un inversor por cada una	75
Figura 75. Rendimiento del inversor	77
Figura 76. Disminución de la frecuencia respecto a variación de la temperatura	78
Figura 77. Ejemplo de una placa de características	79
Figura 78. Esquema de cableado desde el generador FV hasta la red	82

Figura 79. Protecciones para CC	83
Figura 80. Fusibles contra sobreintensidades	84
Figura 81. Descargador	84
Figura 82. Interruptor/Seccionador	85
Figura 83. Fusibles	85
Figura 84. Protecciones en CA	86
Figura 85. Vista de los talleres y cocheras municipales en La Oliva y posible ubicación del aerogenerador	88
Figura 86. Vista del área disponible para el generador FV	88
Figura 87. Ubicación del aerogenerador	89
Figura 88. Panel principal de radiación mensual	89
Figura 89. Irradiación solar mensual	90
Figura 90. Diferentes tipos de irradiación	90
Figura 91. Angulo óptimo de inclinación	91
Figura 92. Turbidez de Linke	91
Figura 93. Ratio irradiación difusa/global	92
Figura 94. Altura del Sol y perfil del horizonte	92
Figura 95. Coordenadas y rosa de los vientos	93
Figura 96. Distribución de la velocidad y velocidad direccional media	94
Figura 97. Detalle del porcentaje de energía, factor de forma y factor de escala	94
Figura 98. Resumen de parámetros	95
Figura 99. Punto de recarga lenta para VE	96
Figura 100. Punto de recarga semi-rápida para VE	97
Figura 101. Punto de recarga super-rápida para VE	98
Figura 102. Localización de los puntos de recarga en fachada	99
Figura 103. Áreas por colores	105
Figura 104. Área 1	105
Figura 105. Área 2	106
Figura 106. Área 3	106
Figura 107. Área 4	106
Figura 108. Áreas 5, 6 y 7	107
Figura 109. Número de paneles FV mínimos necesarios para cubrir la demanda	111
Figura 110. Esquema general de conexionado con baterías	114
Figura 111. Esquema general de conexionado sin baterías	114
Figura 112. Asociación de strings a cada subcampo	117
Figura 113. Subcampos 1 y 2	118
Figura 114. Subcampos 3 y 4	118
Figura 115. Subcampos 5 y 6	118
Figura 116. Primera regla de protección contra sobrecarga	125
Figura 117. Segunda regla de protección contra cortocircuito	126

Figura 118. Datos del fusible de cada string del GFV	128
Figura 119. Interruptor-seccionador P-SOL30 (Eaton-Moeller)	130
Figura 120. Diferencial CDL7 Delixi	133
Figura 121. Magnetotermico OB8-100 Denor	134
Figura 122. Caja de Conexión de Grupo	135
Figura 123. Magnetotermico IC60N Schneider	137
Figura 124. Porcentaje en coste de cada dispositivo en la zona de generación	143
Figura 125. Porcentaje en coste de cada dispositivo en la zona de recarga	143
Figura 126. Desglose de cada apartado de gasto	143

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo energía final en Kilo toneladas equivalentes de petróleo	5
Tabla 2. Datos de irradiación de un día de un mes en una ubicación	47
Tabla 3. Coeficiente de Hellmann según la rugosidad del terreno	53
Tabla 4. Relación entre k y el tipo de terreno	58
Tabla 5. Parámetros de las baterías para sistemas FV	72
Tabla 6. Tensión nominal de los cables frente a distintos tipos de corrientes	80
Tabla 7. Comparativa de diferentes módulos FV	95
Tabla 8. Parámetros de diferentes aerogeneradores	95
Tabla 9. Recargas enero, febrero y marzo	100
Tabla 10. Recargas abril y mayo	100
Tabla 11. Recargas junio, julio y agosto	101
Tabla 12. Recargas septiembre y octubre	101
Tabla 13. Recargas noviembre y diciembre	102
Tabla 14. Número de recargas totales diarias mensual	102
Tabla 15. Número de recargas rápidas diarias mensuales	103
Tabla 16. Número de recargas semi-rápidas diarias mensuales	103
Tabla 17. Número de recargas lentas diarias mensuales	104
Tabla 18. Irradiancia promedia diaria mes a mes	108
Tabla 19. Cálculos realizados para obtener la potencia máxima	109
Tabla 20. Temperatura de la célula FV, potencia máxima y energía del panel con influencia de la temperatura	109
Tabla 21. Generación energética mensual	110
Tabla 22. Carga diaria, energía por panel FV, nº de paneles necesarios y factor de utilización	110
Tabla 23. Balance energético carga-generación	112
Tabla 24. Exceso/Deficit energético diario Vs carga diaria total	113
Tabla 25. Configuración de cada subcampo del GFV con inversor	116
Tabla 26. Tensión, intensidad y potencia del subcampo tipo comparados con los datos del inversor	116
Tabla 27. Datos eléctricos del inversor ABB PVS300	117
Tabla 28. Características técnicas del cable Tecsun PV (PV1-F) (AS)	121
Tabla 29. Características técnicas del cable Afumex 1000 V (AS) RZ1-K (AS)	122
Tabla 30. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 1 – 4	123
Tabla 31. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 5 – 8	123
Tabla 32. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 9 – 12	123
Tabla 33. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 13 – 15	124
Tabla 34. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 16 – 18	124
Tabla 35. Valores normalizados de I_n e I_{f_5}	125
Tabla 36. Tipo de aislamiento según conductor	127

Tabla 37. Parámetros que influyen en la elección del fusible. Tramos 1-4	127
Tabla 38. Parámetros que influyen en la elección del fusible. Tramos 5-8	128
Tabla 39. Parámetros que influyen en la elección del fusible. Tramos 9-12	128
Tabla 40. Datos del descargador instantáneo (tipo 2) CS23	129
Tabla 41. Características técnicas P-SOL30	130
Tabla 42. Calculo de los tramos 19 –21	131
Tabla 43. Calculo de los tramos 22 –24	131
Tabla 44. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 25	132
Tabla 45. Características CCG	134
Tabla 46. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 26 – 28	135
Tabla 47. Características del conductor ES07Z-R (AS)	136
Tabla 48. Presupuesto zona de generación	141
Tabla 49. Presupuesto zona de recarga	141
Tabla 50. Presupuesto de elementos fungibles	141
Tabla 51. Desglose presupuestario	142

INDICE DE EXPRESIONES

Expresión 1. Respuesta espectral	29
Expresión 2. Generador de intensidad en una célula FV	30
Expresión 3. Intensidad del diodo de la célula FV	30
Expresión 4. Corriente de fuga de la célula FV	30
Expresión 5. Ecuación de la tensión a circuito abierto	33
Expresión 6. Tensión a circuito abierto a través de concentración de portadores	33
Expresión 7. Factor de Forma	34
Expresión 8. Máxima potencia de una célula FV	34
Expresión 9. Eficiencia de una célula FV	34
Expresión 10. Masa de aire	35
Expresión 11. Relación entre la irradiancia y la corriente de cortocircuito	36
Expresión 12. Relación entre la irradiancia (E) y el FF	37
Expresión 13. Potencia máxima en función de la irradiancia	37
Expresión 14. Temperatura de la célula FV	37
Expresión 15. Potencia máxima en función de la temperatura	38
Expresión 16. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura	38
Expresión 17. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura	38
Expresión 18. Angulo de declinación solar	39
Expresión 19. Mayor altura máxima del Sol sobre el horizonte	39
Expresión 20. Menor altura máxima del Sol sobre el horizonte	39
Expresión 21. Altura del panel FV	40
Expresión 22. Base del panel FV	40
Expresión 23. Distancia entre la vertical de un panel y el comienzo de otro	40
Expresión 24. Distancia mínima entre captadores	40
Expresión 25. Índice de claridad solar	40
Expresión 26. Energía recibida por el módulo durante todo un día	48
Expresión 27. Resultado de la expresión aplicada a la tabla anterior	48
Expresión 28. Calculo de la HSP	48
Expresión 29. Energía cinética	50
Expresión 30. Caudal de una masa de aire	50
Expresión 31. Potencia específica disponible	50
Expresión 32. Velocidad del viento a una determinada altura	52
Expresión 33. Ley Exponencial de Hellmann	53
Expresión 34. Coeficiente de potencia	55
Expresión 35. Capacidad de una batería en amperios/hora	71
Expresión 36. Energía teórica de una batería	71
Expresión 37. Rendimiento europeo	77
Expresión 38. Corriente de servicio para el circuito de cadena	81

Expresión 39. Corriente de servicio para generadores FV con diferentes subcampos	81
Expresión 40. Ley de Hellman a 14 m de altura y $\alpha=0,75$	96
Expresión 41. Carga media diaria total sin sistema de almacenamiento	98
Expresión 42. Tensión a circuito abierto de panel	108
Expresión 43. Corriente de cortocircuito	108
Expresión 44. Factor de forma del panel en STC	108
Expresión 45. Factor de forma del panel considerando la irradiancia solar	108
Expresión 46. Potencia máxima por panel sin influencia de la temperatura	108
Expresión 47. Temperatura de la célula FV	109
Expresión 48. Potencia máxima del panel con influencia de la temperatura	109
Expresión 49. Cálculo del factor de utilización considerando 1 el factor de pérdidas	110
Expresión 50. Tensión a circuito abierto a una determinada temperatura	115
Expresión 51. Intensidad de cortocircuito a una determinada temperatura	115
Expresión 52. Potencia de entrada al inversor por cada subcampo	116
Expresión 53. Criterio de máxima intensidad admisible	119
Expresión 54. Coeficiente de corrección debido a la exposición solar	119
Expresión 55. Criterio de máxima caída de tensión	120
Expresión 56. Criterio de elección a partir de la corriente de cortocircuito modo STC	120
Expresión 57. Cálculo de la sección teórica del cable	120
Expresión 58. Intensidad trifásica	131
Expresión 59. Criterio de elección del magnetotermico	133

ACRONIMOS

AENOR: Asociación Española de Normalización y Certificación

Ah: Amperios hora

BT: Baja Tensión

CA: Corriente Alterna

CC: Corriente Continua

CCG: Caja de Conexión de Grupo

CGC: Caja General de Conexión

E: Irradiancia

FF: Filling Factor (Factor de relleno) o Factor de Forma

FV: Fotovoltaico

GFV: Generador Fotovoltaico

HdS: Horas de Sol

HERP: Goma Etileno Propileno

HSP: Hora Solar Pico

I: Intensidad

IDE Canarias: Infraestructuras de Datos Espaciales de Canarias

IGA: Interruptor General Automático

ITC: Instrucción Técnica Complementaria

Ktep: Kilo Tonelada Equivalente de Petróleo

KW: Kilovatio

LIG: Línea Individual del Generador

MA: Masa de aire

MPPT: Maximun Power Point Tracker

NOCT: Normal Operating Cell Temperature

PECAN: Plan Energético de Canarias

PMP: Punto de máxima potencia

PRL: Punto de Recarga Lento

PRSR: Punto de Recarga Semi-Rapida

PWM: pulse-width modulation

RBT: Red de baja tensión

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

STC: Standard Test Conditions

UE: Unión Europea

UNE: Una Norma Española

UV: Rayos Ultravioleta

V: Voltaje

VE: Vehículo Eléctrico

VMCI: Vehículo de combustión de motor interno

XLPE: Polietileno reticulado

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

A finales del siglo XIX, apoyándose en los estertores de la revolución industrial, nace una próspera industria de la automoción basada en el motor de explosión. Dicho motor funcionaba con el combustible que se refinaba a partir de una materia prima muy conocida: el petróleo [1].

Anteriormente a la utilización del petróleo como combustible fósil, el carbón era el combustible por excelencia siendo utilizado en bombas de vapor de navíos o bien en las calderas de las locomotoras. Se encontraba en abundancia en la propia Europa por lo que no se necesitaba una infraestructura de transporte hacia centros industrializados como el sureste y centro de Inglaterra, la cuenca del Ruhr en Alemania o la periferia parisina en Francia.

A principios del siglo XX, las necesidades personales y empresariales de transporte en aspectos como: mayor velocidad, capacidad de carga, flexibilidad y autonomía unida al nacimiento del Vehículo con motor de Combustión Interno (VMCI) producen un crecimiento enorme del uso del petróleo como fuente de energía fósil de referencia. En los 20 años que transcurren desde 1890 hasta 1910 el VMCI se populariza, naciendo las primeras marcas comerciales de automoviles como Ford o Peugeot. Ya en 1914 a comienzos de la primera guerra mundial el VMCI es el líder indiscutible de la movilidad en todo el mundo desarrollado. Es usado para todo tipo de actividades: empresariales, militares, transporte puramente personal e incluso turístico.

En estos primeros años y hasta los años 60 del siglo XX el uso del VMCI no plantea ningún problema y todos los enfoques realizados sobre dicho medio de transporte resultan positivos. Es a partir de los años 60 del siglo XX cuando comienzan a aparecer los primeros inconvenientes relacionados con el VMCI y con su materia prima de referencia.

1.1. Energías Fósiles

Entre los problemas que podemos citar de las energías fósiles encontramos tres de importancia capital: El carácter finito del petróleo, el tremendo grado de contaminación ambiental que genera la multiplicación del VMCI y las tensiones geopolíticas que implica su control y comercialización.

En lo referido al primero de los problemas, cada vez es más difícil encontrar reservas de petróleo que sean atractivas para su extracción en condiciones económicas rentables. Es un hecho incontestable que en cien años las reservas planetarias de hidrocarburos se habrán reducido notablemente, que los precios del combustible serán más elevados y que por lo tanto el VMCI no será viable.

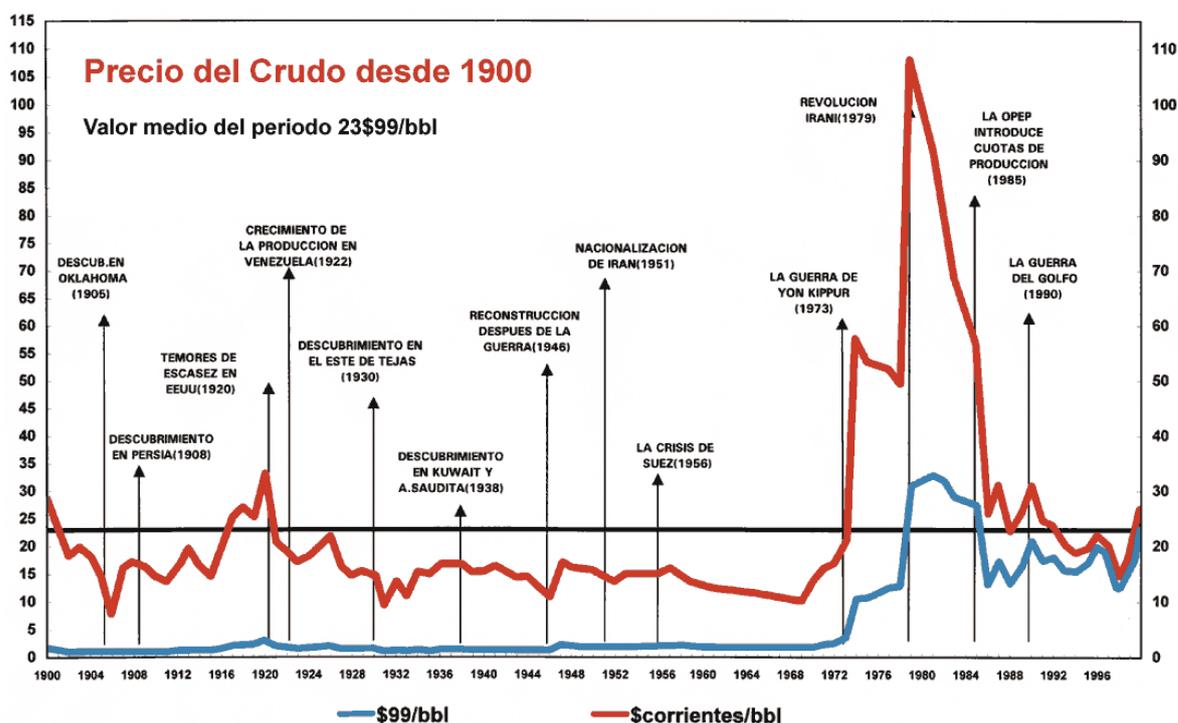


Figura 1. Evolución del precio del petróleo [1]

El segundo factor negativo de las energías fósiles radica en el daño ambiental que estos generan. Las emisiones de gases de efecto invernadero generados en los VMCI están provocando cambios climáticos negativos en todo el mundo. Los daños económicos que dichos cambios producen y la, cada vez, mayor concienciación ambiental de las poblaciones de los países ya desarrollados están sustituyendo el interés en encontrar energías fósiles por la investigación en energías renovables de todo tipo: solar, eólica, hidráulica, mareomotriz o geotérmica.

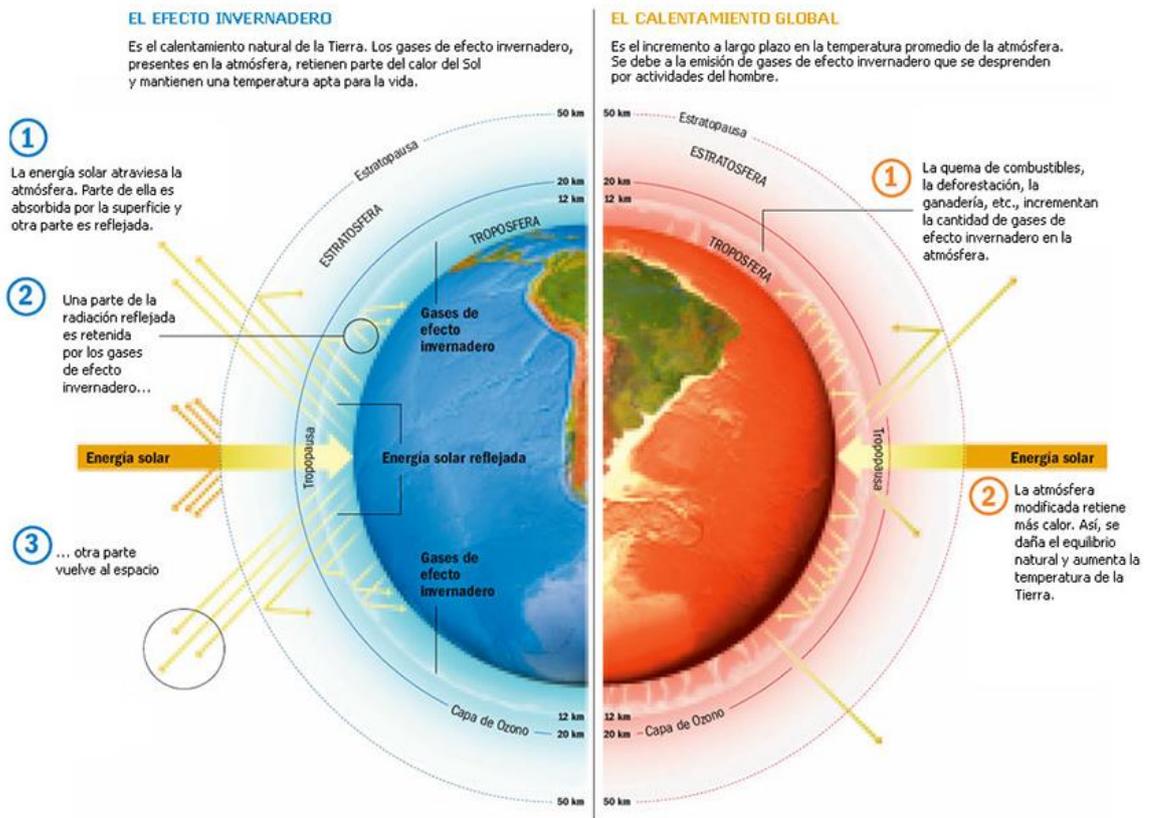


Figura 2. Efectos del calentamiento global [1]

El tercer inconveniente que presentan las energías fósiles es la situación geográfica de las mismas. La inestabilidad política de los estados en los que se encuentran la mayoría de las reservas de crudo no genera la confianza necesaria en los mercados internacionales como para mantener estabilizado el precio de los carburantes. Esto provoca graves prejuicios en los países desarrollados o en vías de desarrollo al tener que variar sus políticas de crecimiento y control inflacionario acordes a un único factor como es el precio del petróleo. Además, genera una dependencia enorme en la economía de los países productores produciendo altos grados de corrupción institucional aparte de ineficiencia energética. Un ejemplo clásico de la concentración de reservas petrolíferas en lugares poco adecuados es la crisis de 1973 en donde los países del golfo incrementan drásticamente los precios del petróleo (guerra árabe-israelí) o la crisis de 1990 en donde Irak invadió Kuwait pasando a controlar un tercio de las reservas petroleras mundiales.

Como consecuencia de estos tres problemas, se deriva el inevitable proceso de retirada progresiva de los VMCI y su sustitución por otros métodos de movilidad. Uno de los países pioneros en este cambio de política energética fue Holanda [2]. A partir de la década de los 70 del siglo XX se popularizó la bicicleta en ciudades como Ámsterdam, Róterdam, Eindhoven o Utrecht como medio de transporte limpio y rápido.



Figura 3. Aparcamiento de bicicletas en Ámsterdam [2]

1.2. Distribución del gasto energético en España

España es un país con una fuerte dependencia energética exterior. Si analizamos pormenorizadamente la distribución de energía consumida nos daremos cuenta de que la fuente de origen procede en más de un 70% de los combustibles fósiles.

Los estudios revelan que el petróleo y gas que España consume lo importa del exterior. Actualmente el mix energético del país es insostenible si se pretende una balanza de pagos saneada además de un futuro medioambiental viable.

Es cierto que en los próximos años la predicción del consumo final de energía asociado a las renovables registrará el mayor crecimiento con un 4,7%, pero aún queda mucho camino por recorrer.

Ktep	2013	2016 (P)	2020 (P)	%2020/2013 anual
Carbón	1.587	1.662	1.861	2,3%
Prod. Petrolíferos	39.061	36.897	36.475	-1,0%
Gas natural	14.653	15.247	16.504	1,7%
Electricidad	19.952	20.812	22.938	2,0%
Energías Renovables	5.329	6.064	7.346	4,7%
Usos energéticos	80.582	80.683	85.123	0,8%
Usos no energéticos	4.855	5.107	5.664	2,2%
Prod. Petrolíferos	4.358	4.656	5.214	2,6%
Gas natural	451	451	451	0,0%
Total usos finales	85.437	85.789	90.788	0,9%

Tabla 1. Consumo energía final en Kilo toneladas equivalentes de petróleo [3]

Centrándonos en las energías renovables, se observa, en la figura 4, una tendencia alcista muy clara aunque todavía insuficiente respecto del resto de las fuentes.

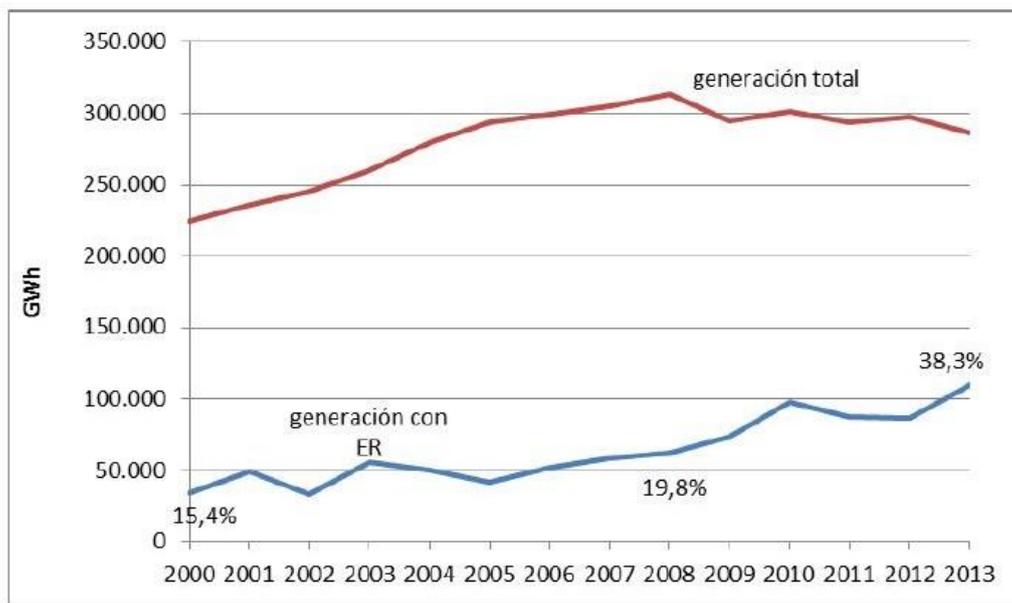


Figura 4. Generación eléctrica total respecto generación eléctrica renovable [3]

Al observar, en la figura 5, el gasto energético a través de los sectores clave de la economía española es evidente el peso del sector del transporte.

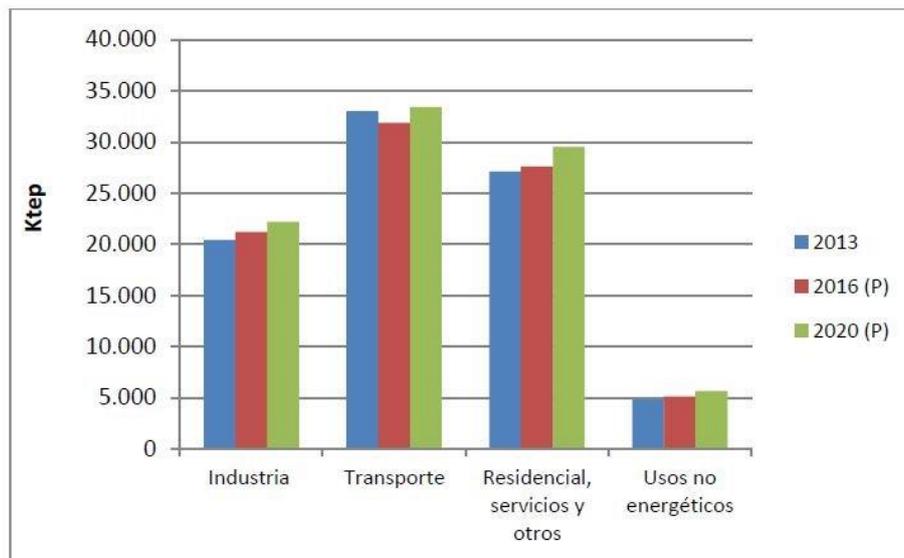


Figura 5. Consumo de energía final por sectores en ktep [3]

1.3. VE como solución económico/medioambiental

Las soluciones a los retos que España se enfrenta, relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero y la sustitución de los combustibles fósiles por energías renovables, se encuentran enmarcados en el uso del VE como elemento nuclear de cualquier política económico/medioambiental.

El VE comenzó su andadura en el siglo XIX cuando una clase acomodada y una red viaria urbana e interurbana cada vez más desarrolladas demandaban un medio de transporte no basado en la fuerza animal. Es entonces cuando surgen dos modelos de vehículo con la misma estética pero distinta filosofía en la propulsión. Por un lado, nos encontramos con los VE y por otro con los VMCI.

Los primeros modelos de VE surgen entre 1830 y 1840 a partir de un diseño del escocés Robert Anderson. En Holanda Sibrandus Stratingh ya construía VE pequeños con ayuda de su asistente en 1835. En EEUU, mercado en el que mayor popularidad alcanzo, el VE empieza andadura en 1890 cuando Williams Morrison construye una VE con una velocidad de 22 Km/h.

Es entre 1890 y 1900 cuando diferentes compañías, sobre todo en EEUU, se preocupan por los VE e investigan y comercializan diferentes modelos. Thomas Edison, junto con Henry Ford, llega a investigar la tecnología de los VE y a crear su propio prototipo a baterías.

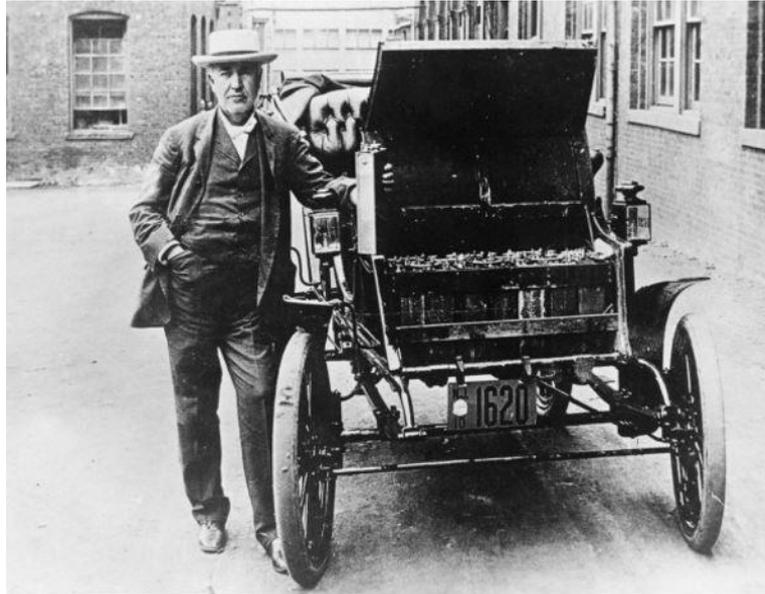


Figura 6. Thomas Edison con su VE [4]

Los VE destacaron rápidamente como una solución viable de transporte personal hasta el año 1908 (aparición del VMCI Ford T). Eran ideales para movimientos dentro de la ciudad y además las urbes poseían una infraestructura eléctrica que se expandía con rapidez posibilitando la aparición de los puntos de recarga para VE. Antes de 1908 aún no se había popularizado la gasolina y el VMCI como vehículo capaz de abarcar trayectos a gran distancia.

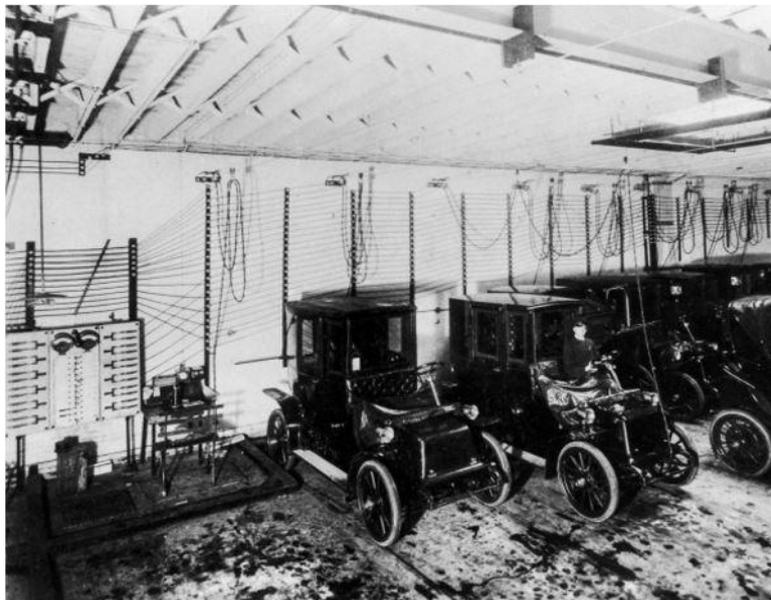


Figura 7. Puntos de recarga para VE a comienzos del siglo XX [4]

Dos son las causas que desplazan el interés de los fabricantes y compradores del VE al VMCI:

- Diseños de VMCI más fáciles de manejar, con mayor velocidad, autonomía y realizados en plantas de producción que trabajan en serie.
- Hallazgo continuo de yacimientos de petróleo y por tanto, abaratamiento de la materia prima de origen.

Hasta los años 70 del siglo XX se mantienen las dos causas anteriormente expuestas más una conciencia medioambiental nula. Pero es a partir de esa década cuando, un combustible cada vez más caro y unos efectos climáticos adversos producidos por el hombre a través de los gases de efecto invernadero de los VMCI producen el resurgimiento del VE. Atendiendo exclusivamente a los VE, de corte comercial, se encontraran varios tipos:

- Vehículos híbridos eléctricos: Se caracterizan por una mezcla de elementos impulsores. Encontraríamos un motor de gasolina normal junto a la combinación batería/frenos regenerativos. Un ejemplo exitoso de ventas fue el Toyota Prius en el año 1997. En la mezcla impulsora, es el motor de combustión interno quien realiza la mayor parte del movimiento a velocidades medias y altas.

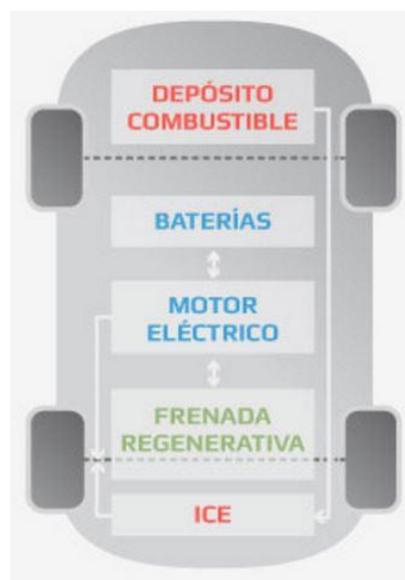


Figura 8. Vehículo híbrido eléctrico [5]

- Vehículo híbrido eléctrico enchufable: Este modelo se diferencia del anterior en que las baterías no solamente se realimentan a partir de la

frenada regenerativa, además, se pueden recargar mediante puntos de recarga.

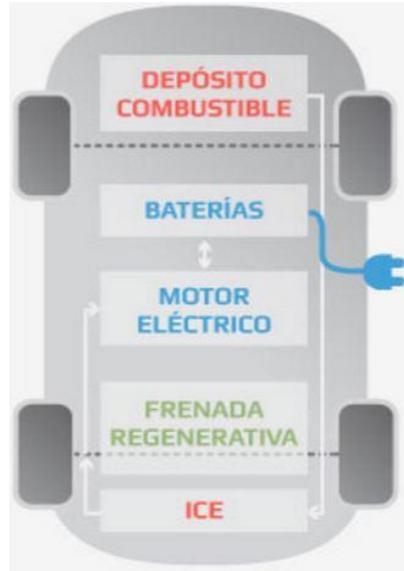


Figura 9. Vehículo híbrido eléctrico enchufable [5]

- Vehículo cien por cien eléctrico: No lleva motor de combustión interna y por tanto solo funciona mediante baterías que se recargan a través de los puntos de recarga conectados a la red eléctrica y la frenada regenerativa.

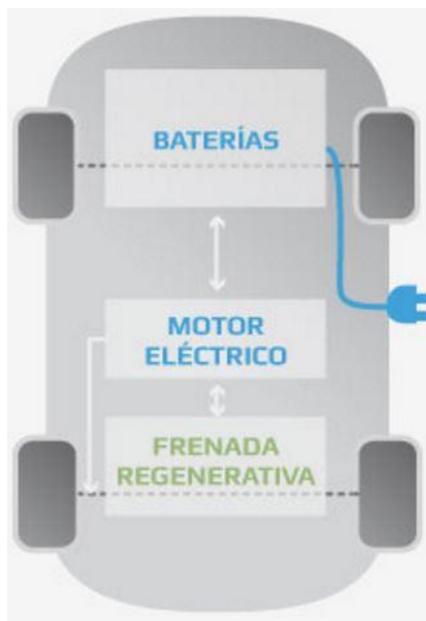


Figura 10. Vehículo cien por cien eléctrico [5]

Prestando atención íntegramente a los gases de efecto invernadero que emite cada uno de los vehículos estudiados anteriormente, es evidente que el último de los casos (vehículo cien por cien eléctrico) es el óptimo ya que tiene

cero emisiones en funcionamiento. Si a esto se añaden las infraestructuras renovables de generación, que se implementan junto a los puntos de recarga para VE, se estaría cerrando el círculo de una huella medioambiental de CO₂ y de gases de efecto invernadero casi nula.

En el aspecto de la velocidad, los VE han pasado de valores que rondan los 60 Km/h hasta los 120 Km/h que se encuentran en muchos de los modelos actuales. Incluso modelos de la marca Tesla alcanzan los 250 Km/h.

La autonomía es otro de los aspectos que mejora año a año en los VE. Actualmente modelos eléctricos como el Volkswagen e-Golf poseen una autonomía de 190 Km con la batería a plena carga.

Teniendo en cuenta que en el archipiélago Canario la casi totalidad de los vehículos que circulan son VMCI, la solución para reducir drásticamente el impacto de los gases de efecto invernadero así como el impacto económico que supone la importación de energías fósiles primarias es sustituir el parque automovilístico isleño actual por VE. Además, las condiciones climáticas especialmente óptimas respecto las horas anuales de sol y los vientos que recorren el contorno de las islas permiten afirmar la viabilidad de las infraestructuras de generación renovables.

Por otro lado, las cortas distancias que ha de recorrer un VE en cualquiera de las islas y la relativa cercanía de puntos de recarga de una red no necesariamente amplia permiten que el aspecto de la autonomía del VE disminuya su importancia.

Por último, cabe destacar el cambio normativo que se está produciendo a nivel europeo a través de Directivas como la 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de la UE. En el caso de España, mediante leyes como el Real Decreto 1053/2014, se impulsan reglamentos específicos para el VE como el BT-52. Con estas medidas se pretenden llevar a término políticas realistas y eficaces de promoción del VE tanto para particulares como para empresas con el fin último de reducir de forma significativa la dependencia de la UE en su conjunto y de España en particular de las energías fósiles.

1.4. Objetivo del TFG

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado es proveer una estructura de carácter municipal, como son las dependencias del Ayuntamiento de La Oliva en Fuerteventura, de elementos captadores de energías limpias con el fin de suministrar la energía necesaria para la recarga del VE. Para alcanzar dicho objetivo se realizarán las siguientes tareas:

- Estudio del marco normativo/reglamentario del VE y sus anexos.
- Estudio de los espacios municipales disponibles para la instalación de los elementos de generación (FV y eólica) y de los puntos de recarga del VE.
- Evaluación de los recursos energéticos solar y eólico.
- Diseño del generador renovable.
- Calculo de las conexiones eléctricas para el enlace del generador renovable con los puntos de carga.
- Estudio económico de la propuesta técnica.

1.5. Estructura de la memoria

La memoria de este TFG se estructura en 8 capítulos enmarcados en XXX bloques.

El primer bloque incluiría el desarrollo de los capítulos 1, 2 y 3. En ellos se evaluarán las necesidades energéticas de la sociedad actual, se estudiarán los diferentes modelos de VE que existen y se realizará un análisis del marco normativo y reglamentario europeo, nacional, autonómico y municipal sobre el VE. Por último, se estudiará el marco teórico de las fuentes energéticas renovables primarias que influirán en el TFG. Es decir, la energía solar y la energía eólica.

El segundo bloque contiene los capítulos 4, 5 y 6 en que se analizará la funcionalidad de cada uno de los elementos que podrían conformar el GFV. Es decir, los dispositivos receptores de energía y los elementos de: regulación, transformación de CC en CA, conexionado, protecciones, almacenamiento, conexionado y canalización. También se procederá a la identificación del espacio disponible para la infraestructura de generación, se obtendrán los datos del recurso solar y eólico en la ubicación designada y se elegirán los dispositivos

adecuados a los recursos disponibles. Además, se establecerá la potencia que es capaz de desplegar mes a mes el generador.

El tercer bloque incluye los capítulos 7, 8, 9, 10 y 11. Se tratarán aspectos del TFG como el presupuesto, las conclusiones, planos y esquema unifilar, bibliografía y las conclusiones obtenidas.

A modo de resumen cabe destacar que en este TFG se han realizado todos los cálculos referentes a los dispositivos e infraestructura renovable. Sin embargo, no se ha elaborado un documento integral que también defina aspectos vinculados a un proyecto de instalación definitivo, como por ejemplo, los costes referidos a la seguridad en el montaje de la instalación, de la mano de obra o el transporte.

2. Marco Legislativo y normativo

Se comenzará por un estudio de las medidas que se han puesto en marcha para que el VE resulte atractivo a los compradores y a las diferentes instituciones públicas. El marco legislativo y normativo será dividido a partir de las normas emanadas de las instituciones de la Unión Europea y las dictadas en los Reales Decretos, Leyes e Instrucciones Técnicas Complementarias. Por último, se hará una breve mención de la Estrategia Integrada de Desarrollo Urbano Sostenible del municipio de La Oliva.

2.1. Marco regulatorio de la Unión Europea

El marco regulatorio de la Unión Europea (UE) en lo referente al VE, sus elementos de recarga y su fomento lo encontraremos en la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de la UE [6] en los artículos 3º y 4º. En este documento se indican las líneas de actuación que deberán seguir los estados miembros de la UE con el fin de implantar el VE como elemento de movilidad principal. Algunas de ellas son:

- La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo fija el objetivo de una cuota de mercado de al menos el 10% para las energías renovables en los transportes. Por fuentes de energía se consideran todas las fuentes alternativas de energía para el transporte tales como la electricidad o el hidrogeno, que no se generen mediante la oxidación con combustión o sin combustión.
- Los estados miembros establecerán las medidas oportunas para que se creen los puntos de recarga adecuados y accesibles al público a partir del 31 de diciembre de 2020. Con ello se persigue que los VE circulen al menos por áreas urbanas y suburbanas. El número de estos puntos de recarga será acorde al número de VE matriculados a fines de 2020.
- La Comisión podrá presentar una propuesta de modificación de la Directiva 2014/94/UE, considerando el desarrollo del mercado de los VE, con el fin de que cada Estado miembro ponga a disposición un número extra de puntos de recarga con fecha límite de 31 de diciembre de 2025.

- Cada estado miembro realizara una evaluación del estado actual y de la futura evolución del mercado respecto de los combustibles alternativos en el sector del transporte, incluido su posible uso simultáneo y combinado, y del desarrollo de infraestructuras para los combustibles alternativos.
- Medidas que fomenten la implantación de infraestructuras para los combustibles alternativos en los servicios de transporte público y determinación de las aglomeraciones urbanas o suburbanas, de otras zonas densamente pobladas y de las redes que, según las necesidades del mercado, serán equipadas con puntos de recarga accesibles al público.
- Los puntos de recarga para VE de acceso público harán uso, en caso de que sea técnicamente viable y económicamente razonable, de sistemas de medición inteligentes, tal como se definen en el artículo 2, apartado 28, de la Directiva 2012/27/UE, y deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 9, apartado 2, de dicha Directiva.
- Los Estados miembros dispondrán lo necesario para que los gestores de puntos de recarga accesibles al público gocen de libertad para comprar electricidad a cualquier proveedor de electricidad de la Unión, con el acuerdo del proveedor.
- Sin perjuicio de lo dispuesto en el Reglamento (UE) nº 1025/2012, la Unión procurará que los organismos europeos de normalización desarrollen normas europeas que contengan especificaciones técnicas en materia de puntos de recarga inalámbrica, cambio de baterías para vehículos de motor, puntos de recarga para vehículos de categoría L y puntos de recarga para autobuses eléctricos.

2.2. Marco de fomento y regulación del VE en España y Canarias

Las estrategias y planes que fomentan el uso del VE y sus infraestructuras de recarga son múltiples. Entre las más importantes encontramos:

- Estrategia integral para el impulso del VE en España de junio de 2010. [7] (Gobierno de España)
 - Programa de impulso a la demanda: las flotas de servicios profesionales que trabajan en el ámbito urbano/periurbano como la mensajería, asistencia técnica, asistencia médica a domicilio o taxis urbanos. Se priorizará la sustitución del VMCI por el VE en el mercado de las flotas privadas y especialmente las públicas mediante acuerdos voluntarios de adquisición de un número concreto de VE. El incentivo máximo será de 6000€.
 - Programa de ventajas urbanas: Se establecerá un acuerdo con la Federación Española de Municipios y Provincias para homogeneizar las ayudas en todo el territorio español. Se calcula en 145 las ciudades de más de 50000 habitantes que podrían acogerse.
 - Programa de fomento del desarrollo e industrialización de los VE en España, sus componentes y equipos de entorno: Se maximizará la industrialización de componentes y módulos específicos tanto propios del VE como de los puntos de recarga que le son imprescindibles. Los fondos para este programa procederán del programa de reindustrialización como del Plan de competitividad del sector automoción.
 - Programa de I+D+I: Se dispondrá de apoyo específico en líneas de I+D+I que: mejoren la oferta de constructores y de los componentes específicos del VE (especialmente la batería), desarrollen la infraestructura de suministro energético y la gestión de carga, promuevan los centros de excelencia para la investigación del VE y estudien la problemática cotidiana del VE (reciclado de baterías, motores). Corresponderá al Ministerio de Ciencia e innovación el proveer de fondos este programa.
 - Programa de despliegue de la infraestructura de recarga: Se favorecerán las infraestructuras de recarga de tiempo lento aprovechando de esta forma las horas valle de demanda a la red eléctrica, para ello se vinculara la compra de un VE con el de un

- punto de recarga en el domicilio habitual de residencia del comprador. También se prestará ayuda a los Servicios de Recarga Energética que hacen referencia a aquellos puntos de recarga, lenta o rápida, no vinculados a la adquisición de un VE por parte de un particular.
- Programa de la gestión de la demanda energética: Se favorecerá que la recarga de los VE se realice en las horas valle de la noche. Para ello, la Administración establecerá acuerdos voluntarios con las empresas del sector eléctrico para potenciar ofertas de energía con discriminación horaria a los propietarios de VE.
- Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020) [8] basado en las siguientes actuaciones:
 - Transposición de la directiva 2014/94/EU y desarrollo de un Marco de Acción Nacional para la creación de infraestructuras de carga y suministro.
 - Programas específicos de incentivos para la instalación de infraestructura necesaria.
 - Coordinar el desarrollo de las distintas normativas relacionadas con las infraestructuras.
 - Análisis de viabilidad para bonificaciones destinadas a Gestores de Recarga para la instalación de puntos de recarga rápida.
 - Plan MOVELE 2015. Objetivos conseguidos [9]
 - Un 65% de los VE adquiridos son turismos mientras que un 23% son comerciales.
 - El 12% de los VE adquiridos son de modalidad Renting o Leasing Financiero mientras que un 35% de los VE se acogen a la modalidad de Renting o Leasing de la batería.
 - Los puntos de venta de VE ascienden a 454 mientras que los ya activos en el plan son 208

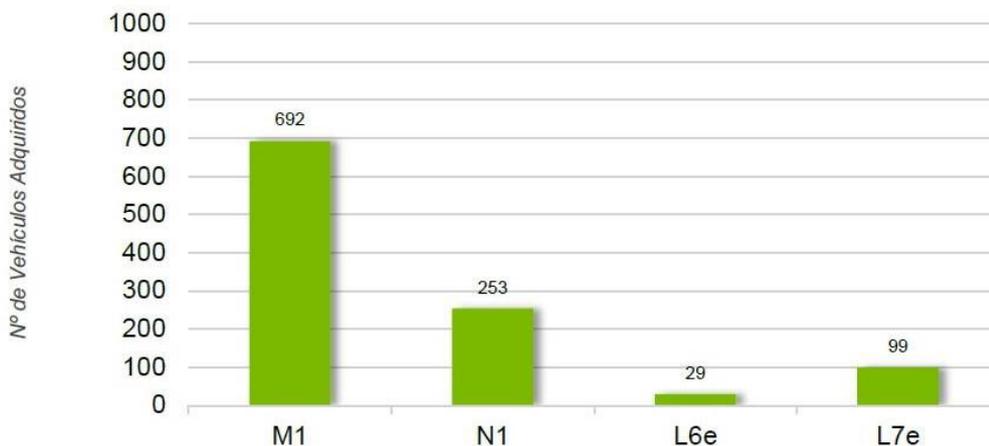


Figura 11. Número de vehículos adquiridos por categoría [9]

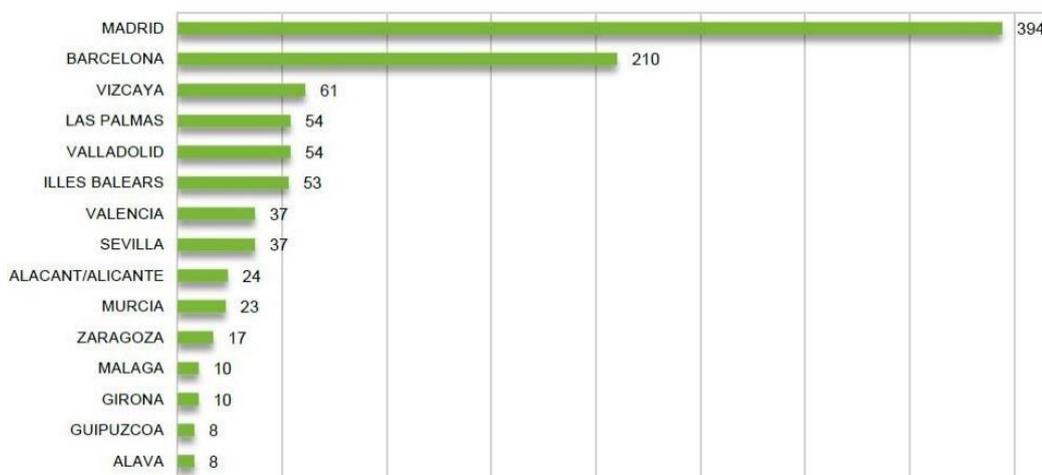


Figura 12. Solicitudes de ayudas validadas por CCAA [9]

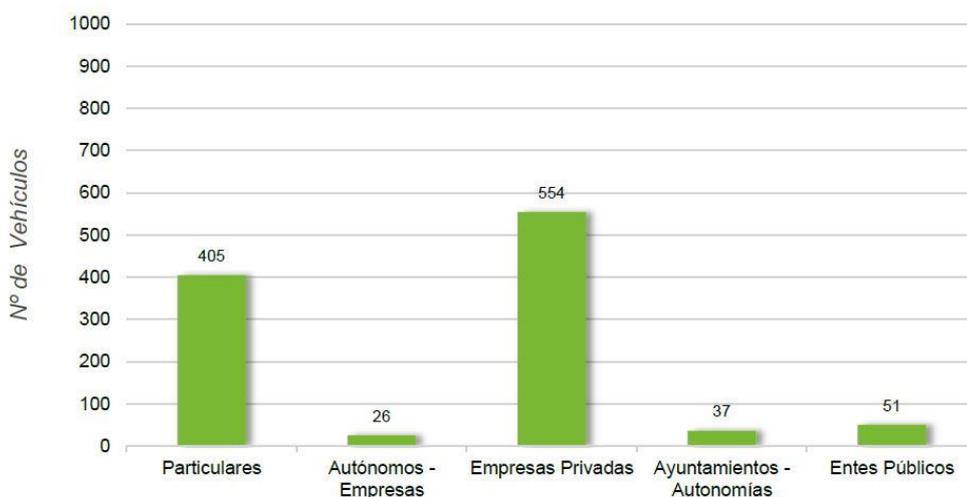


Figura 13. Beneficiarios de los vehículos adquiridos [9]

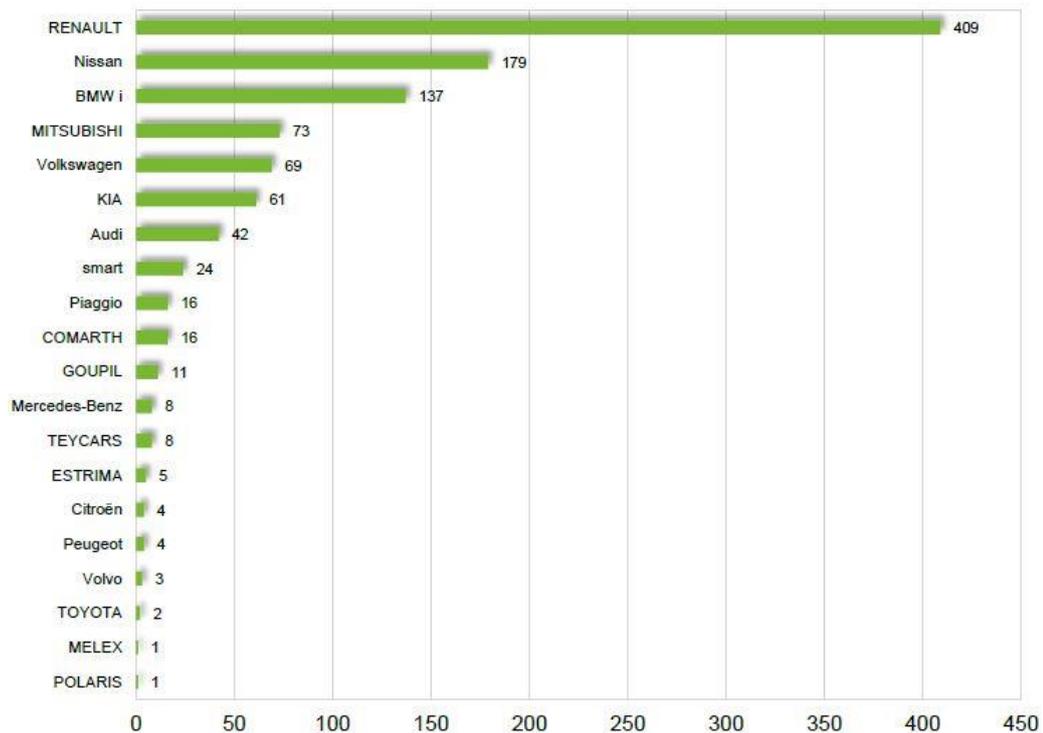


Figura 14. Marcas más solicitadas en las solicitudes de ayuda validadas [9]

España, al ser un estado miembro de la UE, es el encargado de aplicar las políticas de impulso del VE y de las infraestructuras que le dan soporte. Entre las Leyes y Reales Decretos más importantes, y siguiendo un orden cronológico, se encuentran:

- Ley 19/2009, de 23 de noviembre, de medidas de fomento y agilización procesal del alquiler y de la eficiencia energética de los edificios [10]. En el artículo 3º de esta ley se puede leer: *“el artículo tercero modifica la Ley de Propiedad Horizontal para facilitar que las comunidades de propietarios puedan adoptar acuerdos para la realización de obras y la instalación de equipos o sistemas que tengan por finalidad mejorar la eficiencia energética del edificio, lo que permitirá a los hogares españoles reducir el coste de la factura energética y contribuirá a combatir el cambio climático. Este objetivo inspira también el régimen aplicable a la instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en los aparcamientos de los edificios”*

- Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de VE durante 2011, en el marco del Plan de acción 2010-2012 del Plan integral de impulso al VE en España 2010-2014 [11]
- Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética [12]. En el preámbulo del Real Decreto podemos leer: *“La finalidad es la implantación del vehículo eléctrico, dado la novedad que supone y la importancia que tiene desde el punto de vista medioambiental y del propio sistema eléctrico.*

Mediante este real decreto se define la actividad de los gestores de cargas del sistema consistente en la realización de servicios de recarga energética para vehículos eléctricos y se concretan y desarrollan los derechos y obligaciones de los gestores de cargas del sistema. Asimismo, se regula el procedimiento y los requisitos necesarios para el ejercicio de esta actividad, teniendo en cuenta que este nuevo sujeto tiene dos vertientes: es un consumidor, pero a la vez tiene carácter mercantil y suministra a cliente final, por lo que se asemeja a la figura del comercializador.

Destaca la contribución de esta nueva figura al impulso del vehículo eléctrico y por tanto a la eficiencia del sistema energético, a la reducción de las emisiones de CO2 y a la reducción de la dependencia energética del petróleo. Asimismo, contribuirá a facilitar la integración de la generación en régimen especial o de sistemas que almacenen energía eléctrica para una mejor gestión del sistema eléctrico.”

En el Real Decreto se hace referencia a la discriminación horaria de la recarga de los VE: *“Por ello, se hace necesario establecer una nueva modalidad de discriminación horaria que contemple este periodo en los peajes de acceso regulados en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de*

régimen especial y en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.”

- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo [13]. En el Real Decreto se pueden encontrar dos disposiciones adicionales:
 - Disposición primera en donde se hace referencia a *“Dotaciones mínimas de la estructura para la recarga del vehículo eléctrico en edificios o estacionamientos de nueva construcción y en vías públicas.”*
 - Disposición segunda que establece que *“El órgano directivo competente en materia de seguridad industrial del Ministerio de Industria, Energía y Turismo elaborará y mantendrá actualizada una Guía técnica, de carácter no vinculante, para la aplicación práctica de las previsiones de este real decreto, la cual podrá establecer aclaraciones a conceptos de carácter general incluidos en el mismo.”*
- Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT-52. Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga del VE. Es la guía en donde se especifican todos los aspectos técnicos referentes a los puntos de recarga y sus añadidos [14]. Algunos de los aspectos estudiados son: Requisitos generales de instalación, análisis del SIG (Sistema Inteligente de Gestión de carga), diferentes esquemas de instalación para la recarga, tipos de bases de toma de corriente según ubicación,

protecciones de seguridad y las modificaciones de los reglamentos de baja tensión (BT-04, BT-05, BT-10 y BT-25).

- Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT-40 [15]. Instalaciones Generadoras de baja tensión. En esta guía se examinan aspectos importantes para el TFG como por ejemplo: Condiciones para la conexión, cables de conexión, tipo de protecciones, instalaciones de puesta a tierra o la puesta en marcha de las instalaciones.

Respecto al Gobierno de Canarias, los planes que se han implementado hasta el momento son:

- Plan Energético de Canarias (PECAN) (2012) [16]. En el PECAN se establece una actuación concreta en el ámbito del VE y sus infraestructuras para Canarias.

Literalmente se especifica que: “Dado el alto nivel de penetración de la energía eólica previsto para Canarias, el VE puede jugar un papel fundamental para evitar la desconexión de parques eólicos en horas valle, por el exceso de energía que estos producen y vierten a la red. Esta utilidad del VE como regulador del sistema eléctrico ayudaría a un desarrollo acelerado de las renovables en Canarias, dadas las dimensiones y fuerte participación del transporte por carretera en el consumo final de energía en las Islas.

Para ello, el Gobierno de Canarias elaborará y promoverá una acción especial que contemplará objetivos cuantificados y apoyo financiero a la adquisición de VE, reforzada con una iniciativa singular para la puesta en marcha de puntos de recarga vinculados a energías renovables.”

- Ley 3/2010, de 20 de mayo, por la que se regula el tipo de gravamen aplicable a las entregas de vehículos híbridos eléctricos y de VE (BOC 100, de 24.5.2010) [17]

En el artículo único de esta ley se hace referencia a un tipo impositivo favorable al VE: *“Desde la entrada en vigor, las importaciones y entregas de vehículos híbridos eléctricos cuyas emisiones no excedan de 110 gramos de dióxido de carbono por kilómetro recorrido, y de vehículos eléctricos excepto los de uso deportivo o de recreo y de vehículos que*

marchan por raíles instalados en la vía, tributarán al tipo reducido del 2 por 100 del Impuesto General Indirecto Canario.”

- ORDEN de 2 de enero de 2014, por la que se aprueban las bases reguladoras por las que se regirán las subvenciones destinadas a favorecer el ahorro y la eficiencia energética en el sector del transporte terrestre [18].

En la segunda página del documento se observa el grado de cofinanciación de las medidas que se exponen: *“Las actuaciones que, en el marco de estas bases, sean cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, lo serán en el marco del Programa Operativo de Canarias 2007-2013, a través del Eje 4, categorías de gasto 43 y 52, con una tasa de cofinanciación del 85%”*

En esta ORDEN del Gobierno de Canarias se realiza un desglose de los requisitos que han de demostrar los entes privados que deseen acogerse a las subvenciones descritas, tanto para el montaje de las diferentes infraestructuras de recarga como las subvenciones a la compra de VE.

2.3. Estrategia integrada de desarrollo urbano sostenible de La Oliva

En el punto 7.2.1, página 75 y 76, del documento [19] se explicitan una serie de actuaciones en la Plaza de La Oliva y en el Paseo Marítimo de Corralejo respecto de la puesta en funcionamiento de puntos de recarga para VE:

ACTUACIÓN 1	PLAZA DE LA OLIVA
DESCRIPCIÓN	<p>Ampliar zonas de ocio y deporte al aire libre, zonas de esparcimiento, caminos peatonales y carril bici, que contribuya a crear espacios y zonas para actividades en grupo para la integración social de la población local.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ganar Zonas de Ocios y Deporte al Aire Libre. - Iluminación Autosuficiente con Sistemas de Telegestión. - Instalación de Puntos de Recarga de Vehículos Eléctricos. - Integración de Energías Renovables en el Tejido Urbano <p>Con esta actuación se pretende fomentar el ocio activo individual y familiar de la población local, el deporte y los hábitos de vida saludables y la integración social a través de la cultura, la participación y el encuentro de la población a la vez que también se generará empleo derivado de las actividades llevadas a cabo en las instalaciones.</p>

Figura 15. Actuación 1 Plaza de La Oliva [19]

ACTUACIÓN 2	PASEO MARÍTIMO DE CORRALEJO
DESCRIPCIÓN	<p>Mejora y ampliación de espacios abiertos, para que los ciudadanos puedan practicar deporte al aire libre, que sirva como zona de esparcimiento vecinal, modificación de pavimentos que resulten adecuados y confortables, combinado con el uso y aplicación de iluminación sostenible como fomento de las energías renovables en el municipio.</p> <ul style="list-style-type: none">- Iluminación Autosuficiente con Sistemas de Telegestión.- Instalación de Puntos de Recarga de Vehículos Eléctricos.- Integración de Energías Renovables en el Tejido Urbano <p>Con esta actuación se pretende dar una imagen turística de espacios e infraestructuras de ocio activo individual y familiar, deporte y hábitos de vida saludables, la integración social de la gran población multicultural del municipio, la participación y el encuentro de la población en eventos públicos que se realicen, a la vez que también se generará empleo derivado de las actividades llevadas a cabo en las instalaciones y en su entorno.</p>

Figura 16. Actuación 2 Paseo Marítimo de Corralejo [19]

3. Estudio del recurso solar y eólico

Con el fin de tener un conocimiento claro de los recursos clave que intervienen en la infraestructura renovable, se realizará un estudio del marco teórico que los defina.

3.1. Instalación solar fotovoltaica

La capacidad de transformar luz procedente del astro solar en electricidad útil para las actividades diarias del ser humano nació por vez primera de los experimentos de un físico francés llamado Alexandre-Edmond Becquerel en 1839. Fue el Señor Becquerel el que sentó las bases científicas de la energía fotovoltaica. En 1883, Charles Fritts construye un prototipo de placa solar usando selenio como semiconductor.

La celda de silicio que se utiliza en la actualidad para cualquier dispositivo fotovoltaico (FV) fue inventada por Russel Ohl [20] en 1940. Los laboratorios Bells (en donde trabajaba Russel Ohl) comercializan los paneles FV en 1954. Es en este año cuando se dan cuenta de que el silicio que esta dopado con determinadas impurezas es muy sensible a la luz solar.

Es a partir del final de la década de 1950 cuando, apoyándose en la carrera espacial, los paneles FV comienzan a considerarse una opción viable en la captación energética autónoma. La comercialización de cara al público comienza a principios de 1970 con la instalación de pequeñas células en las calculadoras portátiles. Ya en la década de 1980 empieza a optimizarse el diseño de los paneles FV con el fin de comercializarlos masivamente entre los particulares.



Figura 17. Russel Ohl inventor de la célula FV [20]

3.1.1. Efecto Fotovoltaico y respuesta espectral

Es en la célula FV donde se produce el efecto FV [21] necesario para la generación de energía eléctrica. La celda FV transforma la energía solar en corriente eléctrica. Cuando los electrones se desplazan de la parte N hacia la parte P y las cargas positivas hacen lo contrario se forma un campo eléctrico en la zona de unión que, al aplicársele una tensión externa, termina generando la intensidad eléctrica en un solo sentido. Lo anterior puede observarse en la figura 18.

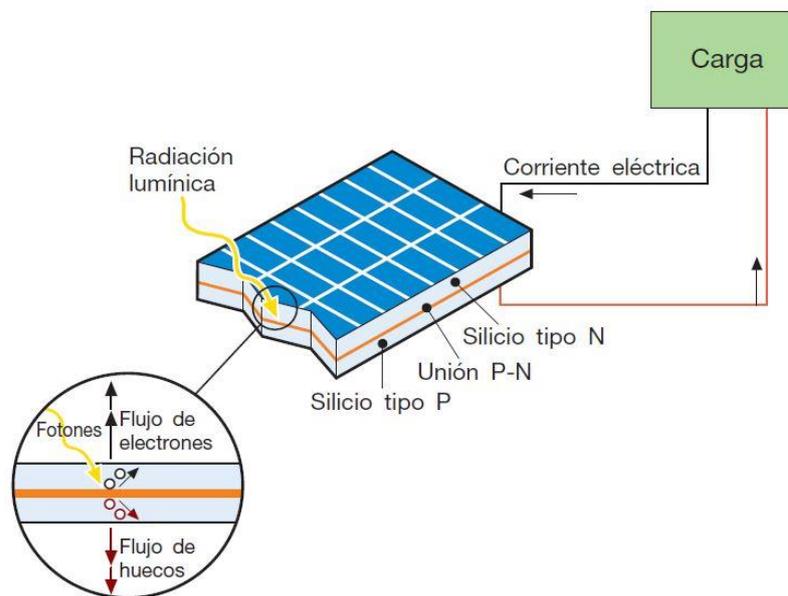


Figura 18. Funcionamiento de una célula solar FV [21]

El hecho de que la célula FV tenga una superficie lo más grande posible es imprescindible ya que cuanto mayor es el área de afectación solar, mayor será la corriente generada. A continuación se observarán tres etapas diferentes del efecto FV (figuras 19, 20 y 21): Cuando sobre la célula FV no existe incidencia solar, cuando si existe incidencia pero no están conectados los terminales y, por último, cuando se forma el flujo de corriente debido a la unión de los terminales.

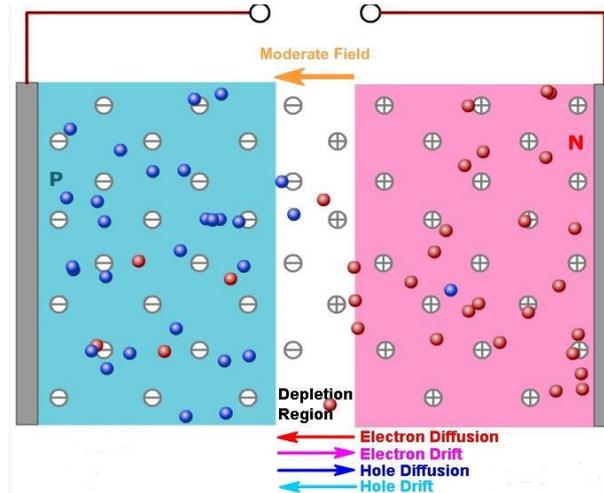


Figura 19. Comportamiento de la célula FV sin incidencia solar [28]

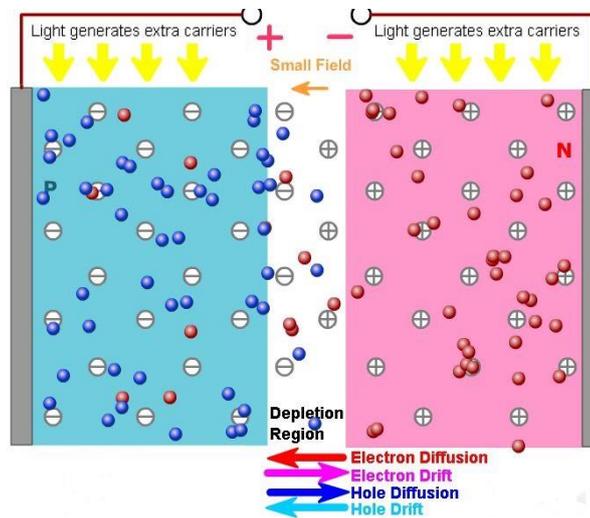


Figura 20. Comportamiento de la célula FV con incidencia solar a circuito abierto [28]

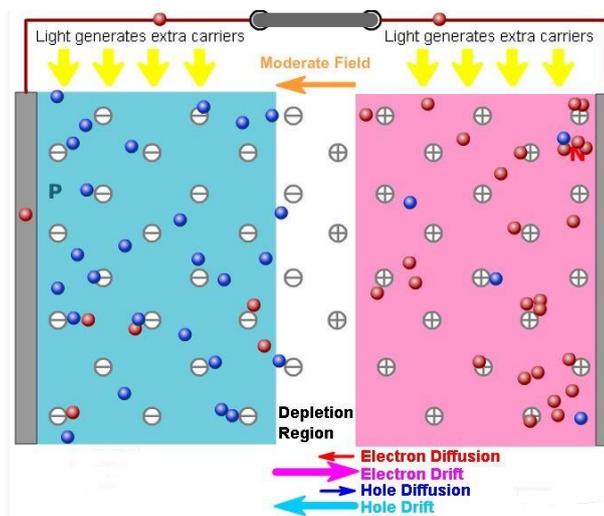


Figura 21. Célula FV con incidencia solar y circuito cerrado generando flujo de corriente [28]

Al realizar un balance energético a partir del 100% de energía solar que llega a la célula FV se observará:

- Un 23% de fotones, con longitud de onda larga, que no poseen la energía suficiente para liberar electrones.
- El 32% de los fotones tendrán una longitud de onda corta y, por tanto, exceso de energía.
- Un 8,5% de la energía se pierde en la recombinación de portadores de cargas libres.
- Existe un 13,5% de gradiente térmico en la célula FV.
- El 3% de la energía solar se pierde por la reflexión y sombreado de contactos frontales.

Por tanto, se dispone de un 20% de energía solar capaz de transformarse en energía eléctrica.

La respuesta espectral [28] es el ratio de corriente generada en la célula FV respecto de la potencia solar incidente en dicha célula. Puede observarse en la figura 22.

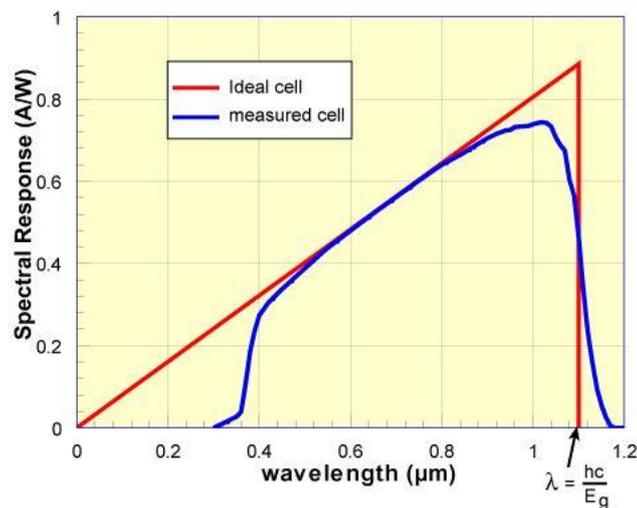


Figura 22. Respuesta espectral ideal y medida en célula FV [28]

Observando la respuesta espectral de una célula solar de silicio con protección de cristal se deduce que por debajo de una longitud de onda de 400 nm el cristal absorbe casi toda la luz incidente, mientras que a longitudes de onda muy elevadas la respuesta también se acerca a 0. Lo ideal es

trabajar en un rango intermedio de longitud de onda. La expresión de la respuesta espectral viene dada por:

$$SR = \frac{q\lambda}{hc} QE$$

Expresión 1. Respuesta espectral [21]

Donde:

QE: Eficiencia cuántica

λ : Longitud de onda

h: Constante de Planck

c: Velocidad de la luz

q: Carga del electrón

Gracias a la respuesta espectral de una célula FV se pueden determinar los rendimientos de la misma ante diferentes grados de exposición lumínica así como detectar posibles fallos.

3.1.2. Circuito equivalente de la célula FV

La célula FV observada como esquema eléctrico, figura 23 [21], no es más que un generador de corriente. I_g actúa como la intensidad generada mediante el efecto fotovoltaico.

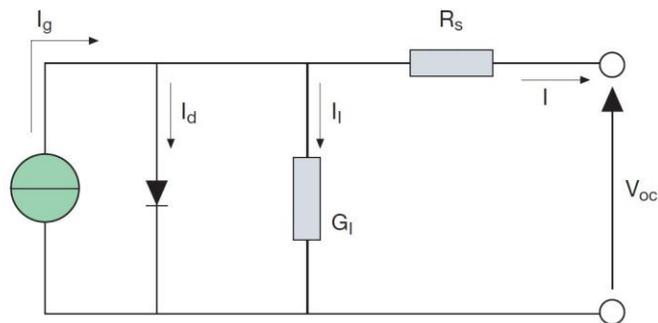


Figura 23. Modelo equivalente de la célula FV [21]

La resistencia R_s es la resistencia interna al flujo de intensidad generada y se mide a partir del grosor de la unión P-N, de las resistencias de contacto y de las impurezas presentes. La conductancia G_i tiene en consideración la corriente a tierra en condiciones de servicio normales. Mientras que en la célula ideal se supondrá que $R_s=0 \Omega$ y que $G_i=0 \text{ mS}$, en

una célula de silicio se observaría que $R_s=0,1 \Omega$ mientras que $G_i=5 \text{ mS}$. Atendiendo a lo anterior, la eficiencia de conversión de una célula FV varía considerablemente a partir de una variación de R_s mientras que es menos sensible a variaciones de G_i . En la expresión 2 se puede observar cómo está relacionada la corriente del generador con las demás intensidades:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_l \cdot V_{oc}$$

Expresión 2. Generador de intensidad en una célula FV [21]

Atendiendo a la expresión anterior, se observará que:

- I es la corriente final que llega a la carga luego de restársele a la corriente original del generador I_g las intensidades del diodo I_d y la de fuga I_l .
- Al desarrollar la expresión, la intensidad del diodo i_d vendrá dada por la expresión 3:

$$I_d = I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right]$$

Expresión 3. Intensidad del diodo de la célula FV [21]

Mientras que la corriente de fuga I_l (se desprecia frente a las otras intensidades) será, por la Ley de Ohm:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l}$$

Expresión 4. Corriente de fuga de la célula FV [21]

Analizando término a término la expresión desarrollada de la corriente I :

- I_d es la intensidad de saturación del diodo
- V_{oc} es la tensión a circuito abierto
- Q es la carga del electrón
- A es el factor de identidad del diodo, cada material tiene su valor
- K es la constante de Boltzmann
- T es la temperatura en grados Kelvin

3.1.3. Curva de una célula FV y sus parámetros característicos

La curva I-V que caracteriza la célula solar tiene su origen en el diodo de dichas células. Podemos analizar las interacciones entre la luz del sol y el flujo de corriente generado a partir de dicha curva y de su circuito equivalente. En primer lugar, figura 24, no se produce incidencia solar de forma que la curva I-V de la célula FV es como la de un diodo.

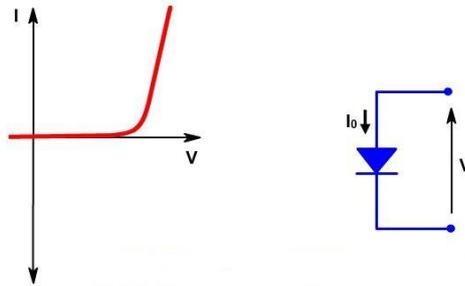


Figura 24. Curva I-V sin incidencia lumínica [28]

Al producirse incidencia solar, la curva I-V comienza a descender. El grado de descenso será mayor cuanto más alta sea la incidencia (figura 25).

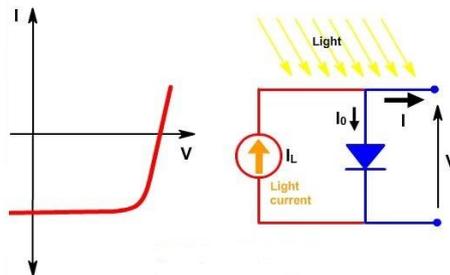


Figura 25. Curva I-V con incidencia solar [28]

Como no se puede considerar un flujo de corriente negativo, desde que la célula FV empieza a generar potencia se tiende a invertir la curva I-V (figura 26):

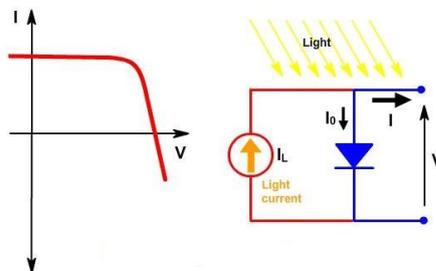


Figura 26. Inversión de la curva I-V [28]

A continuación, en las figuras 27 y 28, se tratarán los parámetros más importantes que caracterizan el funcionamiento de la célula FV:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): La I_{sc} es la intensidad a través de la célula FV cuando dicha célula está en cortocircuito ($V_{oc}=0$). Es la corriente más grande que puede ser extraída de una célula FV. La curva característica viene descrita por:

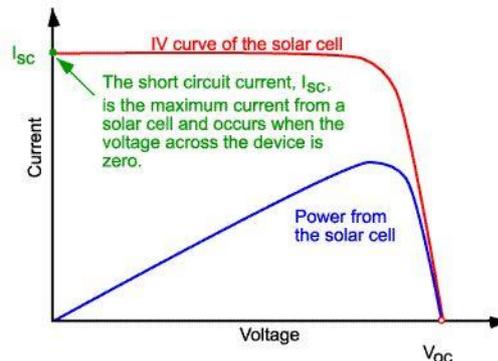


Figura 27. Curva I-V que muestra la corriente de cortocircuito [28]

La I_{sc} depende de varios factores como:

- Área de la célula FV.
- La I_{sc} es directamente proporcional a la potencia lumínica incidente.
- El espectro de la luz incidente. Suele ser el AM1.5.
- Las propiedades ópticas de la luz como la absorción o la reflexión.

- Voltaje a circuito abierto (V_{oc}): Es el máximo voltaje que se puede obtener en una célula solar cuando la $I_{sc} = 0$.

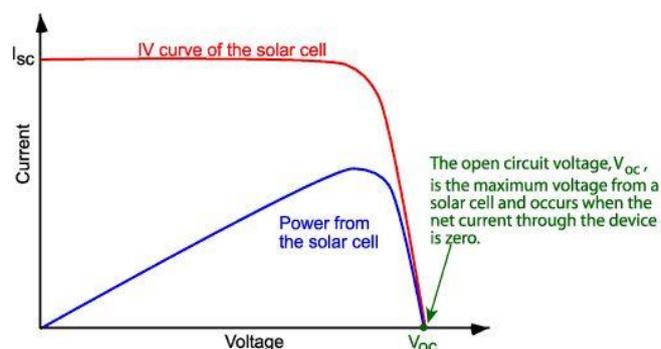


Figura 28. Curva I-V que muestra la tensión a circuito abierto [28]

La ecuación característica de la V_{oc} es:

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right)$$

Expresión 5. Ecuación de la tensión a circuito abierto [28]

Identificando los términos de la ecuación:

- I_0 : Corriente de saturación sin incidencia lumínica
- I_L : Corriente generada cuando se produce incidencia lumínica
- n : Factor de idealidad
- T : Temperatura en grados Kelvin
- k : Constante de Boltzmann
- q : Carga del electrón

Otra expresión utilizada para el cálculo de la V_{oc} es:

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln\left[\frac{(N_A + \Delta n)\Delta n}{n_i^2}\right]$$

Expresión 6. Tensión a circuito abierto a través de concentración de portadores [28]

Identificando los términos:

- $\frac{k*T}{q}$: Voltaje térmico
 - N_A : Concentración de dopaje
 - Δn : Concentración de exceso de portadores
 - n_i : Concentración de portadores intrínsecos
- Factor de forma (FF): El FF, figura 29, es el parámetro que, junto con la I_{sc} y con la V_{oc} , determina la máxima potencia de una célula solar.

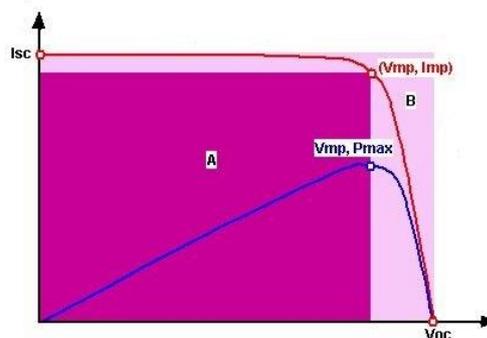


Figura 29. Factor de Forma [28]

La expresión que determina el FF viene dado por:

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}}$$

Expresión 7. Factor de Forma [28]

Identificando los términos:

- V_{MP} : Tensión a la máxima potencia
 - I_{MP} : Corriente a la máxima potencia
 - V_{OC} : Tensión a circuito abierto
 - I_{SC} : Corriente a circuito abierto
- Potencia máxima: La máxima potencia se obtiene de la expresión:

$$P_{max} = V_{OC}I_{SC}FF$$

Expresión 8. Máxima potencia de una célula FV [28]

- Eficiencia: La eficiencia es el parámetro utilizado para diferenciar el rendimiento entre dos células FV. La expresión utilizada es:

$$\eta = \frac{V_{OC}I_{SC}FF}{P_{in}}$$

Expresión 9. Eficiencia de una célula FV [28]

Analizando los parámetros se encuentra P_{in} . Es la potencia de entrada. Dependiendo de la célula FV elegida, esta potencia de entrada variara su valor.

3.1.4. Condiciones de ensayo

Las condiciones de test en las que se basan las células FV son dos: Las STC y las NOCT. Las STC (Standard Test Conditions), fueron diseñadas para comprobar el máximo rendimiento que se puede esperar de una célula FV en condiciones de laboratorio. Dichas condiciones son:

- 1 kW/m² de insolación perpendicular a la célula
- 25° centígrados de temperatura de trabajo en las células

- La masa de aire (MA) debe ser de 1,5. Calculándose como:

$$MA = \frac{P}{P_o \text{sen}(h)}$$

Expresión 10. Masa de aire [21]

Se pueden identificar términos como:

P : Presión atmosférica medida en un instante concreto

P_o : Presión atmosférica de referencia a nivel del mar ($1,013 * 10^5$ Pa)

h: Angulo cenital o ángulo de elevación del sol sobre el horizonte

Los valores más representativos de MA son:

- MA=0 Cuando la observación se realiza fuera de la atmosfera.
- MA=1 Si se está al nivel del mar.
- MA=2 A nivel del mar, en un día despejado, con el sol formando un ángulo de 30° sobre el horizonte.

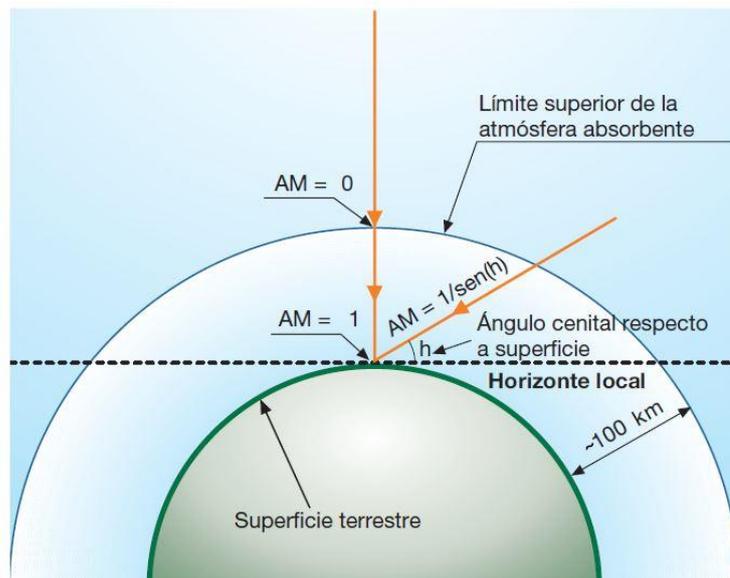


Figura 30. Tipos de MA [21]

Las condiciones denominadas NOCT (Normal Operating Cell Temperature) son aquellas que cumplen con las siguientes condiciones:

- Radiación de $0,8 \text{ (kW/m}^2\text{)}$
- Temperatura de referencia ambiental: 20° centígrados

- Velocidad media del viento de 1 m/s

Aparte de las tres condiciones anteriores, la célula FV debe estar a circuito abierto, el viento orientado en paralelo al plano de la matriz y todas las partes de la matriz han de estar expuestas al viento.

3.1.5. Irradiancia y temperatura

Se encontrarán con dos parámetros que influyen en la energía eléctrica producida por la célula FV: La irradiancia y la temperatura.

- Irradiancia (E) (W/m^2): Potencia incidente por unidad de superficie generado por radiación electromagnética. Por tanto, la producción de potencia eléctrica es directamente proporcional a la irradiancia recibida. En la figura 31 puede observarse el nivel de irradiancia en relación a la tensión y la corriente.

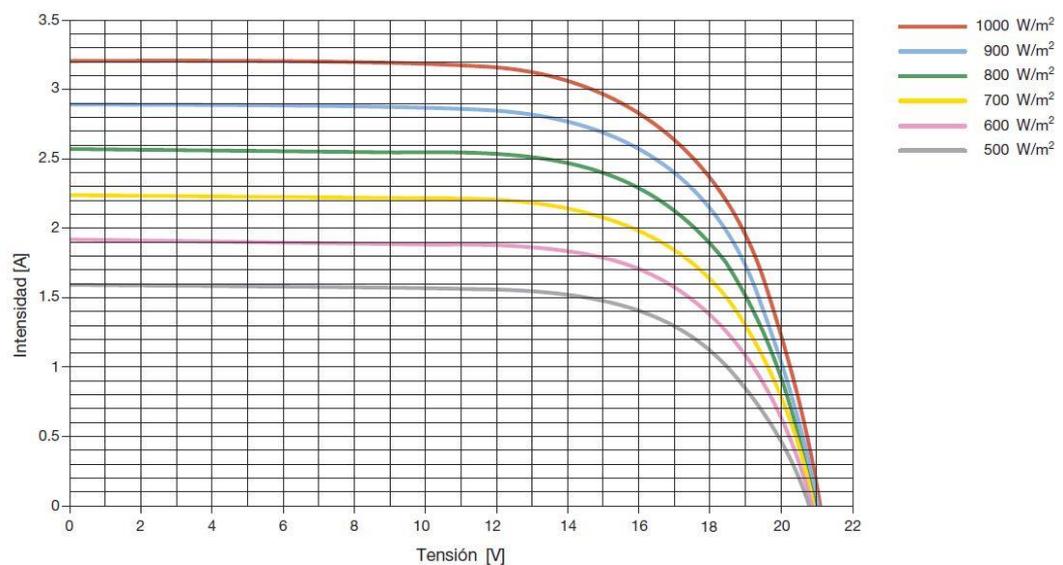


Figura 31. Cambio de la curva I-V en función de la irradiancia incidente [21]

Observando la anterior gráfica, se puede verificar como la corriente de cortocircuito cambia sustancialmente a medida que varía la irradiancia. También se puede ver en la siguiente expresión:

$$I_{sc(E)} = E \cdot \frac{I_{sc_{STC}}}{1000}$$

Expresión 11. Relación entre la irradiancia y la corriente de cortocircuito [29]

Donde $I_{SC_{STC}}$ es la corriente de cortocircuito en condiciones STC e $I_{SC(E)}$ es la corriente de cortocircuito en función de la irradiancia (E). Por otro lado, se puede observar en la Figura anterior que la modificación de la irradiancia apenas influye en la V_{oc} . Además, el FF puede ser calculado mediante la irradiancia a través de la expresión 12:

$$FF_E = FF_{STC} - \frac{1000 - E}{10000}$$

Expresión 12. Relación entre la irradiancia (E) y el FF [29]

También se puede obtener el valor de la $P_{max(E)}$ en función de la irradiancia:

$$P_{max} = FF_E * I_{SC(E)} * V_{OC(E)}$$

Expresión 13. Potencia máxima en función de la irradiancia [29]

- Otro parámetro que influye en la célula FV es la temperatura. Para ver la influencia que tiene en P_{max} , I_{sc} y V_{oc} es necesario conocer la temperatura de la célula FV en condiciones de irradiancia y temperatura ambientales. En la expresión 14 se observa claramente.

$$T_{cell(E_i)} = T_{amb_i} + E_i \cdot \frac{T_{cell(NOCT)} - 20}{800}$$

Expresión 14. Temperatura de la célula FV [30]

Atendiendo a la expresión anterior se observará:

- $T_{cell(E_i)}(^{\circ}C)$: Temperatura de la célula a la irradiancia E_i y la temperatura ambiente T_{amb_i}
- $T_{amb_i} (^{\circ}C)$: Temperatura ambiente
- $E_i (W/m^2)$: Irradiancia
- $T_{cell(NOCT)} (^{\circ}C)$: Temperatura de operación de la célula FV que debe figurar en las hojas de características de los fabricantes.

Para condiciones STC, $T_{cell} = 25^\circ$. En función de dicha temperatura, calcularemos los valores de potencia máxima (P_{max}), corriente de cortocircuito (I_{sc}) y tensión a circuito abierto (V_{co}) para una temperatura concreta (T_{cell_i}) representadas en las expresiones 15, 16 y 17.

$$P_{max_{T_{cell}}} = P_{max_E} * [1 + TK_{Pmax}(T_{cell(E)} - 25)]$$

Expresión 15. Potencia máxima en función de la temperatura [30]

$$I_{sc_{T_{cell}}} = I_{sc_E} * [1 + TK_{Isc}(T_{cell(E)} - 25)]$$

Expresión 16. Corriente de cortocircuito en función de la temperatura [30]

$$V_{oc_{T_{cell}}} = V_{oc_E} * [1 + TK_{Voc}(T_{cell(E)} - 25)]$$

Expresión 17. Tensión de circuito abierto en función de la temperatura [30]

3.1.6. Conceptos de geometría solar

Al establecer los recursos energéticos disponibles en la ubicación se deberá, en primer lugar, explicar el bagaje teórico indisociable del recurso FV:

- Oblicuidad de la eclíptica: Ángulo de inclinación ($23,45^\circ$) (figura 32) que presenta el eje de rotación de la tierra respecto a una perpendicular al plano de la eclíptica.

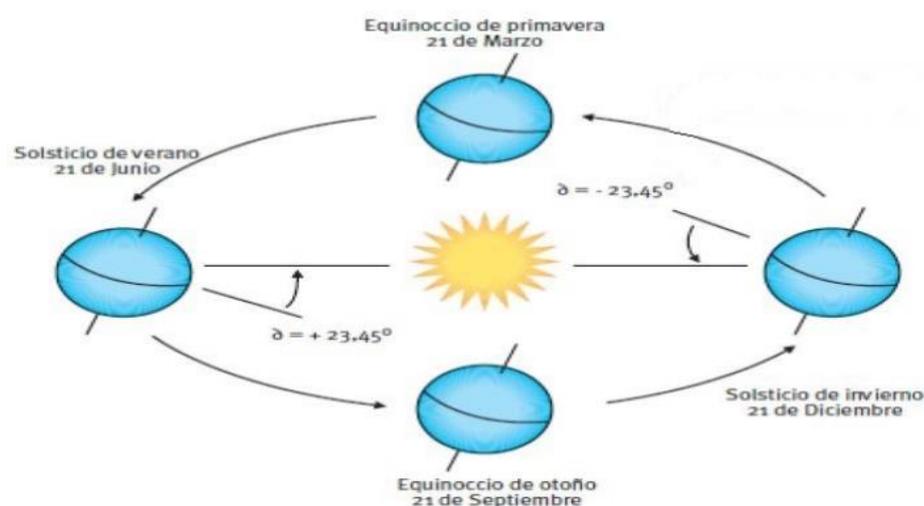


Figura 32. Ángulo de la oblicuidad de la eclíptica [36]

- Ángulo de declinación solar δ : se forma entre el rayo solar con la línea del ecuador en cada época del año. Su expresión viene determinada por:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \text{sen} \left(\frac{360^\circ \cdot (d_n + 284)}{365} \right)$$

Expresión 18. Angulo de declinación solar [36]

Donde d_n representa un día concreto del año. Gráficamente el ángulo de declinación solar viene descrito por:

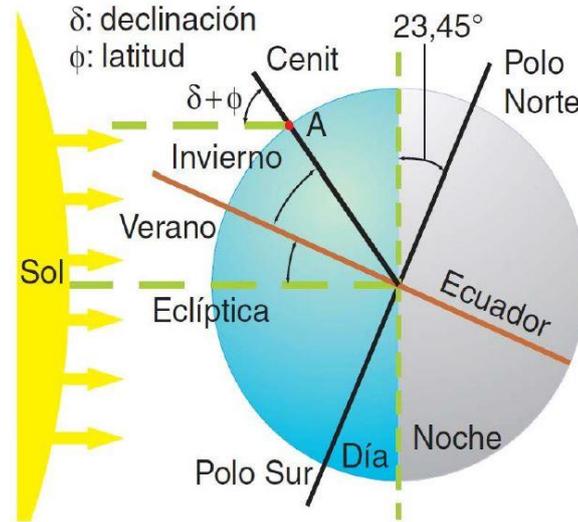


Figura 33. Angulo de declinación solar [36]

- La máxima altura del sol sobre el horizonte en un punto geográfico concreto viene determinado por el valor de su latitud y por δ :

- Mayor altura máxima del Sol sobre el horizonte obtenida en el solsticio de verano:

$$[(90 - \text{latitud}) + 23,45^\circ]^\circ$$

Expresión 19. Mayor altura máxima del Sol sobre el horizonte [36]

- Menor altura máxima del Sol sobre el horizonte obtenida en el solsticio de invierno:

$$[(90 - \text{latitud}) - 23,45^\circ]^\circ$$

Expresión 20. Menor altura máxima del Sol sobre el horizonte [36]

- Separación mínima entre filas de paneles FV para evitar las sombras cuando la irradiancia es máxima. Gráficamente lo podemos visualizar en la figura inferior

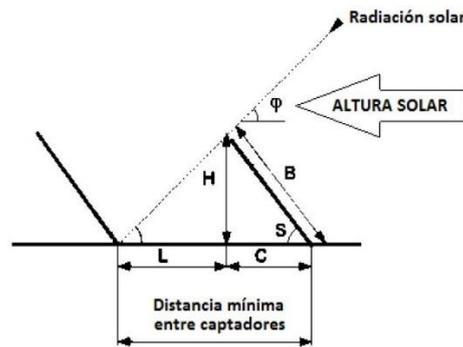


Figura 34. Distancia mínima entre captadores para evitar sombras [36]

Las expresiones que participan en el cálculo de la distancia mínima vienen determinadas por:

$$H = B * \sin S$$

Expresión 21. Altura del panel FV [36]

$$C = B * \cos S$$

Expresión 22. Base del panel FV [36]

$$L = \frac{H}{\tan \varphi}$$

Expresión 23. Distancia entre la vertical de un panel y el comienzo de otro [36]

$$d_{min} = C + L$$

Expresión 24. Distancia mínima entre captadores [36]

Donde:

H: Altura del panel FV

C: Base del panel FV

L: Distancia entre la vertical de un panel y el comienzo de otro

S: Angulo entre la base y la hipotenusa del panel FV

- Constante solar: Es el valor de la irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmósfera terrestre. El valor propuesto por la Organización Meteorológica Mundial es $B_0=1377 \text{ W/m}^2$
- Índice de claridad solar (K_T): Sirve para caracterizar la radiación solar en una determinada posición. Su expresión es:

$$K_T = \frac{G}{B_0}$$

Expresión 25. Índice de claridad solar [36]

Donde:

G: Radiación global

B_0 : Constante solar

Como referencia, cuando el cielo está despejado K_T tiende a valer 1

- Radiación solar incidente en la placa FV. La radiación solar recibida en un día depende de:
 - Condiciones de instalación: Orientación (azimut) e inclinación

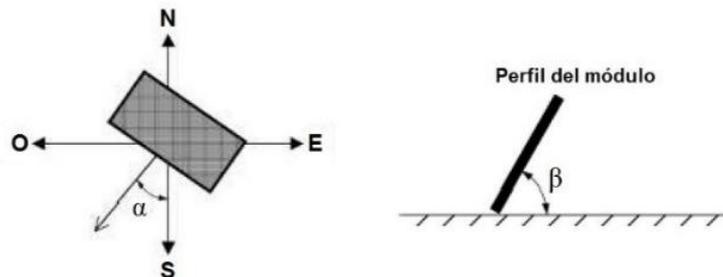


Figura 35. Azimut e inclinación de un panel FV [36]

Respecto de la orientación del panel FV cabe destacar que cuando los paneles FV se encuentran en el hemisferio norte deberán ser orientados, en la medida de lo posible, hacia el sur. Una mayor desviación respecto del sur geográfico implicará que la energía solar producida sea menor. Además, según el ángulo de inclinación y la latitud del panel FV, la disminución variará. Además, la variación de la inclinación deberá ser igual que el ángulo de incidencia solar a lo largo del año sobre el plano horizontal de la superficie de la tierra. Por último, cada lugar cuenta con un ángulo ideal de captación que es diferente para cada mes del año. Este ángulo (I_{opt}) coincide con la latitud donde se encuentre el panel FV.

- Sombras sobre la superficie del panel FV. En el cálculo de las sombras que se pudieran generar en la superficie del generador FV se han de tener en cuenta las condiciones expuestas en el documento: *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red* [38] relacionada con instalaciones de energía solar FV. En dicho documento se establece un procedimiento

gráfico para el cálculo de las pérdidas que se pueden producir a lo largo de un año.

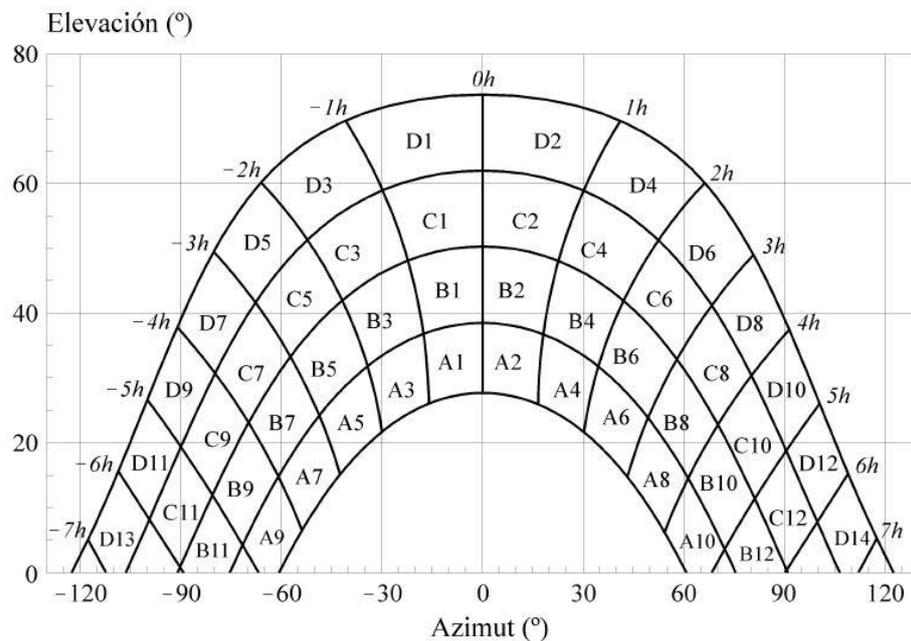


Figura 36. Diagrama de trayectorias de los rayos solares para la medición de sombras [38]

3.1.7. Herramientas para la obtención de datos del recurso solar

Uno de los entornos de trabajo más importantes para poder obtener los parámetros necesarios de este TFG es el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). El entorno PVGIS es un instrumento que pone a nuestra disposición la Comisión Europea permitiéndonos visualizar el potencial de energía solar en zonas del planeta como Europa, Asia y África. Los pasos que se darán para obtener los datos del recurso solar en la zona de estudio son:

- Página de inicio del PVGIS

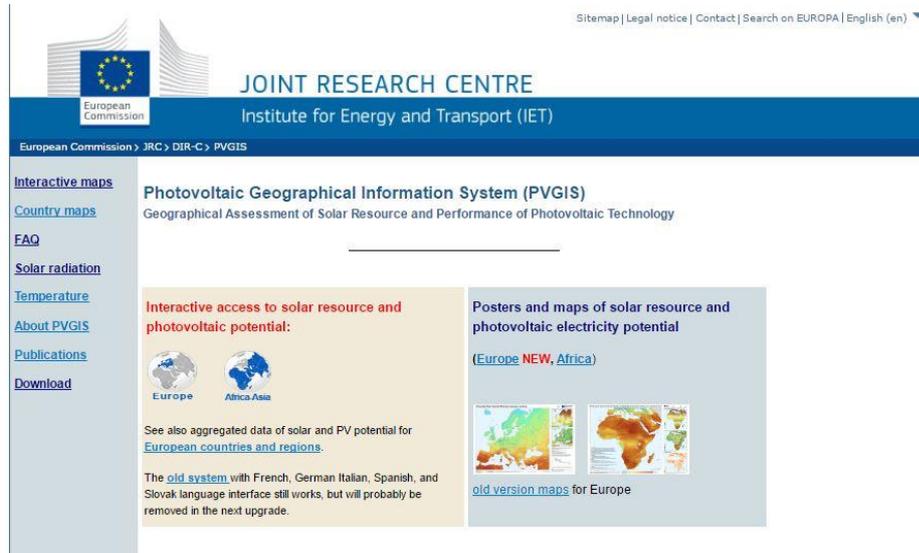


Figura 37. Página principal PVGIS [40]

- Localizar la zona de estudio geográfico del TFG

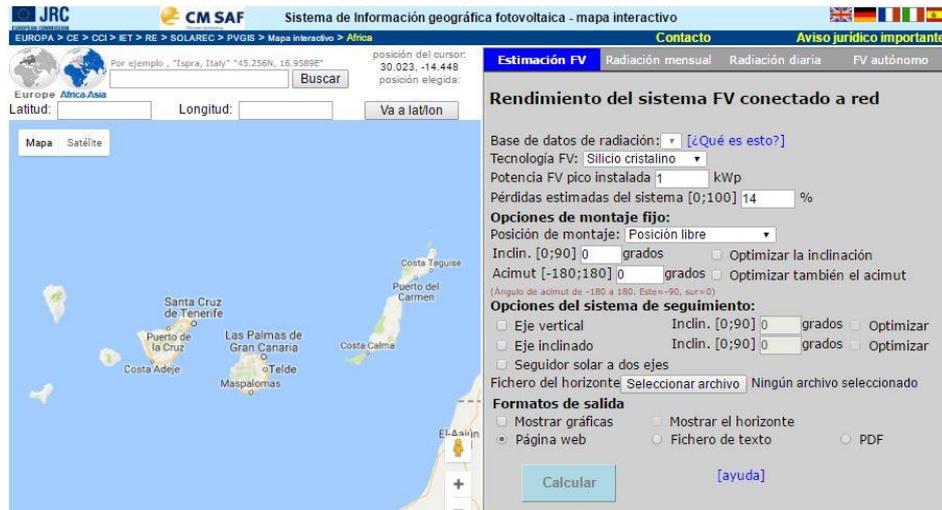


Figura 38. Zona de estudio [40]

- Seleccionar la pestaña de radiación mensual



Figura 39. Radiación mensual en la zona de estudio [40]

En los datos a nuestra disposición podemos observar parámetros como: Irradiación horizontal, irradiación con ángulo óptimo, irradiación directa normal o el ángulo de inclinación óptimo entre otros. Los datos especificados se ofrecen de enero a diciembre. Se debe especificar el formato de salida de los datos FV que se solicitan. Los diferentes formatos son:

- Generación de una página web

re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/MRcalc.php - Google Chrome

re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/MRcalc.php

Irradiación solar mensual

PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: 28°36'41" Norte, 13°55'38" Oeste Elevación: 226 m.s.n.m.

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

El ángulo de inclinación óptimo es: 27 grados
Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.0 %

Mes	H_h	H_{opt}	H_{30}	DNI	I_{opt}	T_c	D/G
Ene	3770	5330	5450	5010	55	2.8	0.37
Feb	4620	6900	6980	5340	46	2.8	0.37
Mar	6240	7080	7110	6140	33	3.3	0.39
Abr	6700	6810	6750	6510	16	3.5	0.33
Mayo	7400	6890	6760	7090	-2	3.7	0.32
Jun	7620	6800	6630	7180	-6	3.6	0.32
Jul	7800	7070	6920	7640	-2	3.6	0.30
Ago	7240	7090	7000	7170	10	3.9	0.30
Sep	6140	6690	6680	6230	27	3.8	0.33
Oct	5120	6260	6330	5680	42	3.6	0.35
Nov	3980	5450	5560	5100	52	3.3	0.35
Dic	3450	5000	5130	4740	57	3.0	0.37
Año	5850	6370	6360	6130	27	3.4	0.34

H_h : Irradiación sobre plano horizontal ($Wh \cdot m^{-2} \cdot día$)
 H_{opt} : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima ($Wh \cdot m^{-2} \cdot día$)
 H_{30} : Irradiación sobre plano inclinado 30 grados ($Wh \cdot m^{-2} \cdot día$)
 DNI : Irradiación directa normal ($Wh \cdot m^{-2} \cdot día$)
 I_{opt} : Inclinación óptima (grados)
 T_c : Turbidez de Linke (-)
 D/G : Ratio entre la irradiación difusa y la global (-)

Figura 40. Formato de salida de página web [40]

- Fichero de texto

MonthlyRadiation283641N_135538W: Bloc de notas
 Archivo Edición Formato Ver Ayuda

Latitud: 28°36'41" Norte,
 Longitud: 13°55'38" Oeste
 El ángulo de inclinación óptimo es: 27 grados
 Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.0 %

Mes	Hh	Hopt	H(30)	DNI	Iopt	TL	D/G
Ene	3770	5330	5450	5010	55	2.8	0.37
Feb	4620	5900	5980	5340	46	2.8	0.37
Mar	6240	7080	7110	6140	33	3.3	0.39
Abr	6700	6810	6750	6510	16	3.5	0.33
Mayo	7400	6890	6760	7000	2	3.7	0.32
Jun	7620	6800	6630	7180	-6	3.6	0.32
Jul	7800	7070	6920	7640	-2	3.6	0.30
Ago	7240	7090	7000	7170	10	3.9	0.30
Sep	6140	6690	6680	6230	27	3.8	0.33
Oct	5120	6260	6330	5680	42	3.6	0.35
Nov	3980	5450	5560	5100	52	3.3	0.35
Dic	3450	5000	5130	4740	57	3.0	0.37
Año	5850	6370	6360	6150	27	3.4	0.34

Hh: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m2/día)
 Hopt: Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m2/día)
 H(30): Irradiación sobre plano inclinado:30grados (Wh/m2/día)
 DNI: Irradiación directa normal (Wh/m2/día)
 Iopt: Inclinación óptima (grados)
 TL: Turbidez de Linke (-)
 D/G: Ratio entre la irradiación difusa y la global (-)

PVGIS (c) Comunidades europeas, 2001-2012

Figura 41. Formato de salida fichero de texto [40]

- En pdf

 **Sistema de Información geográfica fotovoltaica** European Commission Joint Research Centre Ispra, Italy

Irradiación global en el emplazamiento seleccionado

Lugar: 28°36'41" Norte, 13°55'38" Oeste, Elevación: 226 m.s.n.m.

El ángulo de inclinación óptimo es: 27 grados
 Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.0 %

Mes	Hh	Hopt	H(30)	DNI	Iopt	TL	D/G
Ene	3770	5330	5450	5010	55	2.8	0.37
Feb	4620	5900	5980	5340	46	2.8	0.37
Mar	6240	7080	7110	6140	33	3.3	0.39
Abr	6700	6810	6750	6510	16	3.5	0.33
Mayo	7400	6890	6760	7000	2	3.7	0.32
Jun	7620	6800	6630	7180	-6	3.6	0.32
Jul	7800	7070	6920	7640	-2	3.6	0.30
Ago	7240	7090	7000	7170	10	3.9	0.30
Sep	6140	6690	6680	6230	27	3.8	0.33
Oct	5120	6260	6330	5680	42	3.6	0.35
Nov	3980	5450	5560	5100	52	3.3	0.35
Dic	3450	5000	5130	4740	57	3.0	0.37
Año	5850	6370	6360	6150	27	3.4	0.34

Hh: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m2/día)
 Hopt: Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m2/día)
 H(30): Irradiación sobre plano inclinado:30grados (Wh/m2/día)
 DNI: Irradiación directa normal (Wh/m2/día)
 Iopt: Inclinación óptima (grados)
 TL: Turbidez de Linke (-)
 D/G: Ratio entre la irradiación difusa y la global (-)

Figura 42. Formato de salida en pdf [40]

- Seleccionamos la pestaña de radiación diaria



Figura 43. Radiación diaria en la zona de estudio [40]

La estimación de los perfiles medios de radiación diaria nos ofrece parámetros de estudio como: Irradiancia media global, irradiancia global del cielo claro o irradiancia directa normal. Los formatos de salida de la información son idénticos a los anteriormente explicados para la radiación mensual.

3.1.8. Hora solar pico

La hora solar pico (HSP) se encuentra ligada a energía solar diaria, ya que en la producción energética de los módulos FV interviene, además de la irradiancia, la temperatura de la célula.

Para el cálculo de la HSP, se establecerá un ejemplo a través de la herramienta de trabajo PVGIS explicada en el anterior punto. A partir de la columna de datos inferior perteneciente a un día típico de un mes cualquiera en una ubicación determinada demostraremos el origen del dicho concepto.

Inclinación del plano: 30 grados
 Orientación (acimut) del plano: 0 grados

Hora	G	G _d	G _c	Hora	G	G _d	G _c
7:07	127	46	137	12:22	885	169	1050
7:22	204	74	222	12:37	876	168	1040
7:37	269	88	298	12:52	863	167	1020
7:52	332	100	373	13:07	846	166	1000
8:07	393	111	446	13:22	824	165	974
8:22	452	121	516	13:37	798	163	941
8:37	508	130	583	13:52	768	160	904
8:52	560	137	647	14:07	734	157	861
9:07	609	143	707	14:22	696	153	814
9:22	655	149	763	14:37	655	149	763
9:37	696	153	814	14:52	609	143	707
9:52	734	157	861	15:07	560	137	647
10:07	768	160	904	15:22	508	130	583
10:22	798	163	941	15:37	452	121	516
10:37	824	165	974	15:52	393	111	446
10:52	846	166	1000	16:07	332	100	373
11:07	863	167	1020	16:22	269	88	298
11:22	876	168	1040	16:37	204	74	222
11:37	885	169	1050	16:52	34	34	22
11:52	889	169	1060	17:07	22	22	14
12:07	889	169	1060				

(Tabla 1)

La hora mostrada es la hora solar local. Para calcular la hora GMT, añadir 1.03 horas

G: Irradiancia global sobre un plano fijo (W/m²)

G_d: Irradiancia difusa sobre un plano fijo (W/m²)

G_c: Irradiancia global cielo claro sobre un plano fijo (W/m²)

Tabla 2. Datos de irradiación de un día de un mes en una ubicación

Atendiendo a la anterior tabla, se definirán los siguientes conceptos:

Hora: muestra la hora solar local cada 15 minutos desde que amanece hasta que se hace de noche. El número de horas involucradas en este conteo es variable dependiendo del mes del año en el que se esté.

G: Enseña el valor de la irradiancia (W/m^2) sobre el plano fijo del módulo FV a “cielo real” o, lo que es lo mismo, cielo existente con la cobertura nubosa promedio de cada mes.

G_c: Muestra el valor de la irradiancia (W/m^2) sobre el plano fijo del módulo FV a “cielo claro”, sin nubosidad. Este será el valor máximo esperado de irradiancia.

Las horas de sol (HdS) serán el tiempo transcurrido entre el primer y el último valor de G. Por tanto, para la tabla anterior, HdS=10,25 horas.

Para el cálculo de la HSP se comenzara por el valor de energía recibida por el modulo durante todo un día:

$$E_{Día} = \sum_n G_n \cdot 0,25$$

Expresión 26. Energía recibida por el modulo durante todo un día

Donde n representa el número de valores de irradiancia presentes en la tabla de resultados del PVGIS

Si se aplican los datos de la anterior tabla en la expresiónse obtendrá el siguiente resultado:

$$E_{Día} = 6126,25 \text{ (Wh / m}^2\text{/día)}$$

Expresión 27. Resultado de la expresión aplicada a la tabla anterior

Al dividir el valor de $E_{día}$ entre el valor de la irradiancia definida en las condiciones STC ($G_{STC}=1000 \text{ (W / m}^2\text{)}$) se obtiene el tiempo equivalente en el que se calcula la $E_{día}$ para la irradiancia constante de $1000 \text{ (W / m}^2\text{)}$, es decir:

$$\frac{E_{Día}}{G_{STC}} = \frac{6126,25 \text{ (Wh / m}^2\text{/día)}}{1000 \text{ (W / m}^2\text{)}} = 6,126 \text{ (h / día)}$$

Expresión 28. Calculo de la HSP contemplada como $\frac{E_{Día}}{G_{STC}}$

Teniendo en consideración las HdS son el tiempo en el que la irradiancia varía desde el amanecer hasta que se hace de noche mientras que las HSP es el tiempo equivalente a la HdS en que se recibe el mismo valor de energía diaria ($E_{día}$) pero con una irradiancia constante de $1000 \text{ (W / m}^2\text{)}$.

En lo que se refiere al uso de un GFV conectado a la red, el cálculo de la energía inyectada a dicha red se puede obtener de forma rápida multiplicando el valor de la HSP por el de la potencia nominal en condiciones

STC del panel teniendo en consideración la temperatura ambiente y la irradiancia sobre la temperatura de la célula (T_{cell})

3.2. Instalación aerogeneradora

El inicio del aerogenerador como dispositivo para la producción de energía se remonta a 1883. En este año el inventor americano Steward Perry crea un molino para el bombeo de agua. A partir de entonces, se comienzan a diseñar los aerogeneradores dedicados a la producción eléctrica. Se puede encontrar un ejemplo en el molino de Paul Lacourt (1891) con en el que se generan 25 Kw de máximo.

El físico alemán Albert Betz formuló en 1919 una ley en la que se explica como un aerogenerador no puede transformar la energía cinética del viento en energía mecánica en más de un 59%. Por lo tanto, de esta ley se extrae que, para obtener la máxima energía se ha de trabajar con las velocidades más elevadas que sea posible en los rotores del aerogenerador.

El principio de funcionamiento (figura 44) de un aerogenerador se basa en transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Existen dos tipos de dispositivos aerogeneradores: los mayoritarios basados en el principio de la sustentación y los de resistencia. Los de sustentación basan su funcionamiento en permitir que el viento discurra por las dos caras de la pala, creando una diferencia de presiones que genera la sustentación aerodinámica. Esta provoca el efecto de rotación de las palas alrededor de un eje. Además, se genera una fuerza opuesta de resistencia contraria al movimiento.

Entre los alicientes que se pueden encontrar en los aerogeneradores se encuentran: Alto rendimiento de transformación (energía cinética-energía eléctrica) del 59%, cero emisiones contaminantes, alta durabilidad (20-25 años) y flexibilidad en la elección del dispositivo de acuerdo al área estudiada.

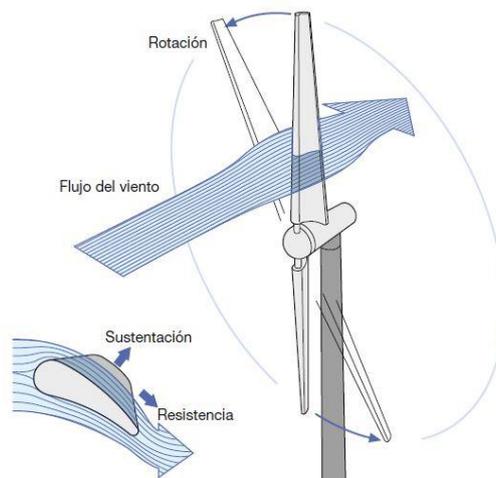


Figura 44. Sustentación y resistencia aerodinámica en un aerogenerador [23]

3.2.1. Fundamentos físicos de la conversión eólica

En este apartado se analizará la fundamentación física de la conversión eólica a partir de la Ley de Betz [32].

La potencia eléctrica que es capaz de producir un aerogenerador sigue varios pasos: Transformación de energía cinética del viento en energía mecánica de rotación y transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Las expresiones que gestionan las transformaciones anteriormente mencionadas son la 29, 30 y 31:

- Energía cinética de una masa de aire

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2$$

Expresión 29. Energía cinética [23]

- Caudal de una masa de aire

$$q = \frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_1$$

Expresión 30. Caudal de una masa de aire [23]

- Potencia máxima disponible de una masa de aire

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Expresión 31. Potencia específica disponible [23]

Donde m es la masa del aire, ρ es la densidad del aire, A es el área de barrido de las palas del aerogenerador y V_1 es la velocidad de la masa de aire.

Analizando la última de las expresiones descritas, se observa que la potencia disponible varía con el cubo de la velocidad del viento. Este último hecho posee una gran relevancia ya que con el incremento de solo 1 m/s en la velocidad del viento implica un aumento de la potencia disponible entre el 60% y el 70%

3.2.2. Factores que afectan al recurso eólico

Los factores [32] que deben ser considerados para llevar a cabo el estudio del recurso eólico son:

- Densidad del aire: La energía cinética del viento depende de la densidad del aire y esta a su vez de la masa que la porción de aire estudiada tenga. El recurso eólico se verá beneficiado cuanto mayor densidad tenga el aire que atraviesa el aerogenerador. A presión normal y a 15 °C la masa del aire es de 1225 Kg. El aire es más denso cuanto menor es la altitud y más frío esta.
- Área de captación del aerogenerador: Dependiendo del diámetro del rotor se tendrá mayor o menor área de barrido. A mayor área, mayor será la energía que es capaz de generarse. Al aumentar el área del rotor con el cuadrado de su diámetro, a medida que doblamos el diámetro, la energía obtenida se multiplica por 4.
- Potencia y velocidad del viento: Como se pudo observar en el anterior punto, la velocidad del viento está relacionada con la potencia que es capaz de producir el aerogenerador. La potencia disponible varía con el cubo de la velocidad.

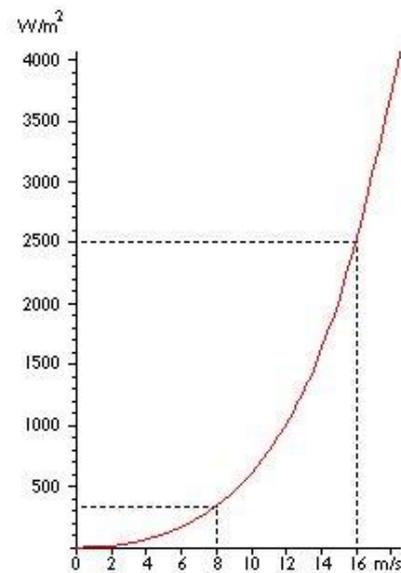


Figura 45. Relación entre la potencia y la velocidad [39]

En lo referente a la velocidad del viento a una determinada altura, esta puede ser considerada como:

$$v = v_{ref} \ln(z/z_0) / \ln(z_{ref}/z_0)$$

Expresión 32. Velocidad del viento a una determinada altura [39]

Donde:

V: Velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo.

V_{ref} : Velocidad de referencia del viento a una altura conocida.

Z_0 : Longitud de la rugosidad estudiada en cuya dirección va el viento.

Z_{ref} : Altura de referencia. Es la altura a la que se mide la velocidad de referencia del viento.

- Rugosidad del terreno y Ley de Hellman: A partir de 1 Km de altura, la superficie terrestre no ejerce influencia en el viento. Por el contrario, a medida que nos acercamos al terreno la velocidad del viento se ve afectada por el rozamiento con el terreno. A mayor número de obstáculos se contempla mayor índice de rugosidad o coeficiente de Hellmann α .

Rugosidad del Terreno	α
Lugares llanos (mar, costa)	0,14a
Terrenos poco accidentados	0,13 , 0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2 , 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25 , 0,4
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 , 0,12

Tabla 3. Coeficiente de Hellmann según la rugosidad del terreno [39]

La Ley exponencial de Hellmann se puede expresar como:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha$$

Expresión 33. Ley Exponencial de Hellmann [39]

Donde:

v_h : Velocidad del viento a la altura h

v_{10} : Velocidad del viento a 10 metros de altura

h: Altura a la que se desea evaluar la velocidad del viento

α : Coeficiente de rugosidad de Hellmann

3.2.3. Parámetros de un aerogenerador

Entre los parámetros más importantes del aerogenerador podemos identificar aquellos relacionados con la generación de potencia:

- Densidad de potencia del viento: Se compara la potencia producida respecto la velocidad del viento en cada momento. Se observa que la mayor generación de potencia se encuentra, según la distribución de Weibull en la zona de velocidad intermedia. En la gráfica inferior se visualiza la potencia total (gris), la potencia de entrada aprovechable por la Ley de Betz (azul) y la potencia que consigue generar la turbina eólica (rojo).

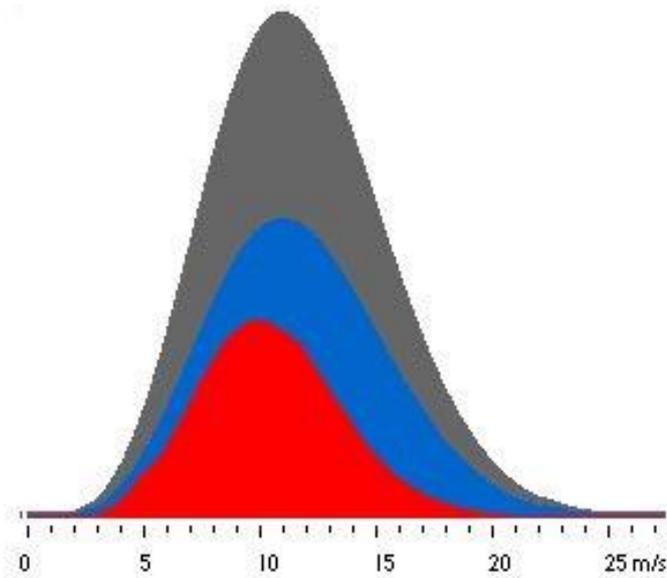


Figura 46. Función de densidad de potencia respecto velocidad [39]

- Curva de potencia de un aerogenerador: La curva de potencia es muestra la potencia eléctrica que es capaz de generarse a determinadas velocidades del viento.

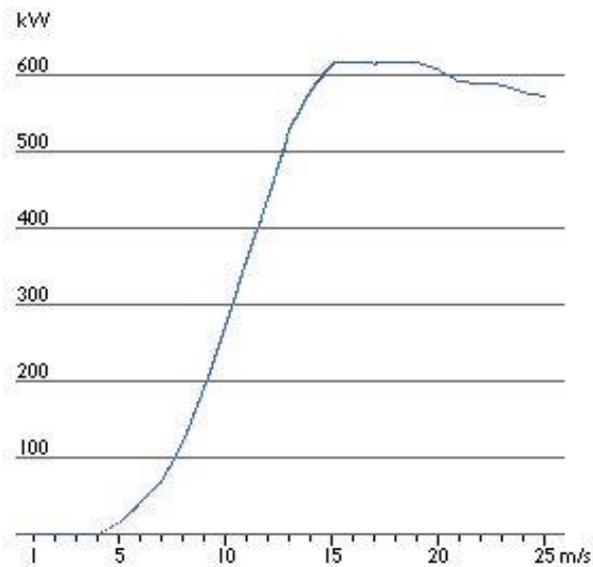


Figura 47. Curva de potencia de un aerogenerador [39]

- Coeficiente de potencia: Eficiencia con la que el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Se obtendrá este parámetro mediante la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible del viento. En la figura 48 puede observarse el coeficiente

de potencia respecto a la velocidad en diferentes aerogeneradores y en la figura 48 respecto el factor de inducción axial.

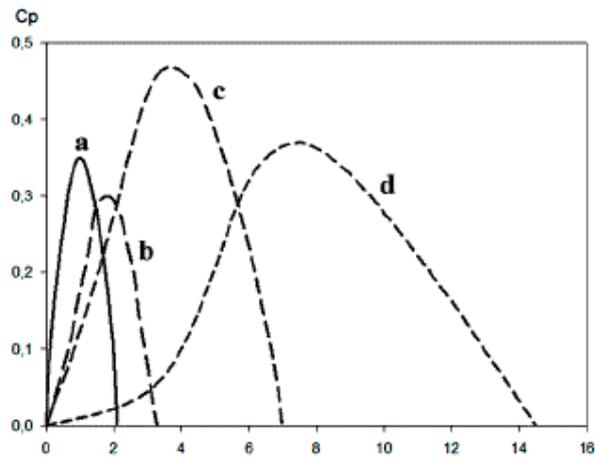


Figura 48. Coeficiente de potencia respecto la velocidad de diferentes aerogeneradores [39]

El coeficiente de potencia se define con la expresión:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3} = 4 \cdot a \cdot (1-a)^2$$

Expresión 34. Coeficiente de potencia [23]

Donde:

a: factor de inducción axial

v: Velocidad del viento

ρ : Densidad del aire

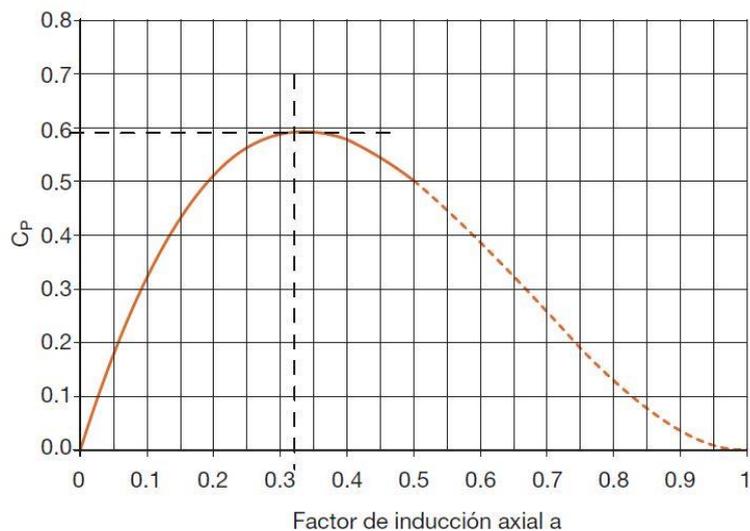


Figura 49. Coeficiente de potencia respecto factor de inducción axial [23]

- Representación de la velocidad y dirección del viento: La representación de estos dos parámetros viene dada por una rosa de los vientos como la contemplada en la figura inferior.

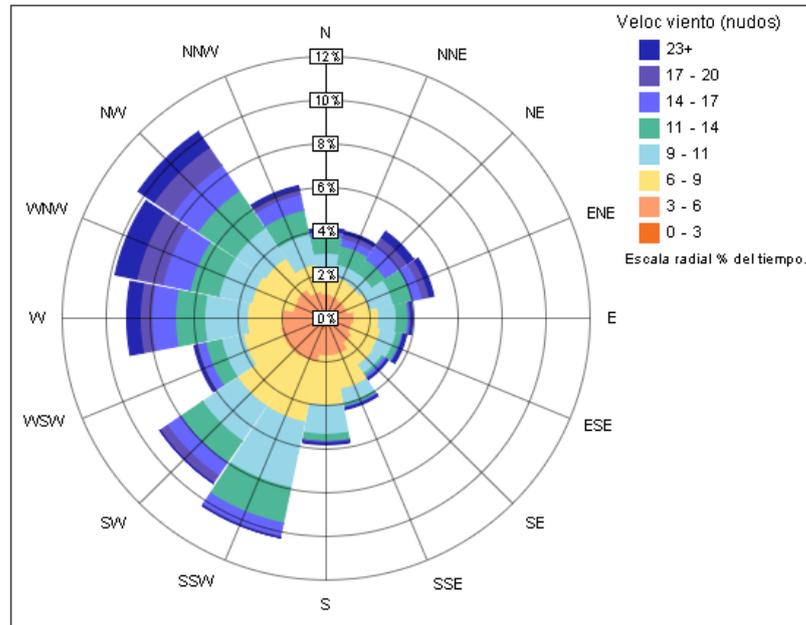


Figura 50. Rosa de los vientos [37]

- Amplitud temporal del viento: Según sea la duración del viento se puede calificar de un modo u otro:
 - Viento instantáneo: Velocidad del viento en un instante concreto.
 - Viento medio aeronáutico: Velocidad media durante 2 minutos.
 - Viento medio meteorológico: velocidad media durante 10 minutos.
 - Ráfaga: Aumento brusco de la velocidad del viento en un instante de tiempo muy pequeño.

3.2.4. Producción energética

En el análisis de la capacidad energética de un aerogenerador se estudiará, además de la velocidad media del viento, los histogramas de dichas velocidades del viento en periodos de duración de 10 minutos durante un periodo de tiempo representativo. Por poner un ejemplo, en la figura 51 se indica un histograma del porcentaje de tiempo para el que la velocidad es superior a la especificada.

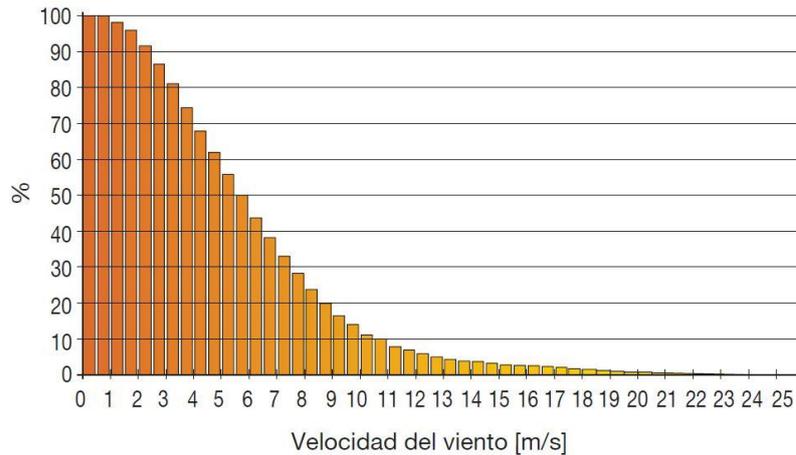


Figura 51. Histograma de duración porcentual de velocidad del viento [23]

La distribución temporal de las velocidades del viento en un lugar se representa utilizando la distribución estadística de Weibull (Figura 52) que es la más cercana a la frecuencia de velocidades medias del histograma de la Figura 51.

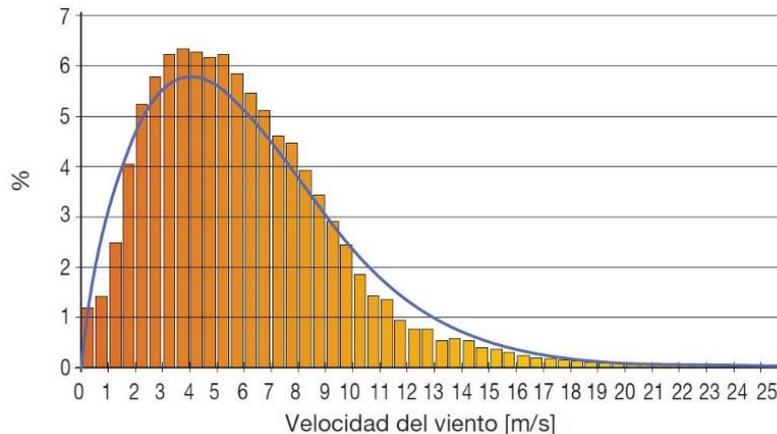


Figura 52. Histograma de frecuencias de velocidad del viento [23]

La distribución de Weibull se determina mediante los parámetros A (factor de escala) y k (factor de forma):

- El factor de forma k es adimensional y modifica la simetría de la distribución de Weibull (figura 53). De esta forma, los valores de $k=1$ presentarán distribuciones asimétricas, mientras que para $k > 3$ se asimilarían más a distribuciones simétricas como las de Gauss. Es decir, k representa la dispersión de los valores de velocidad en torno

a la velocidad media detectada. K varía en función de cómo sean los vientos y la morfología de un lugar.

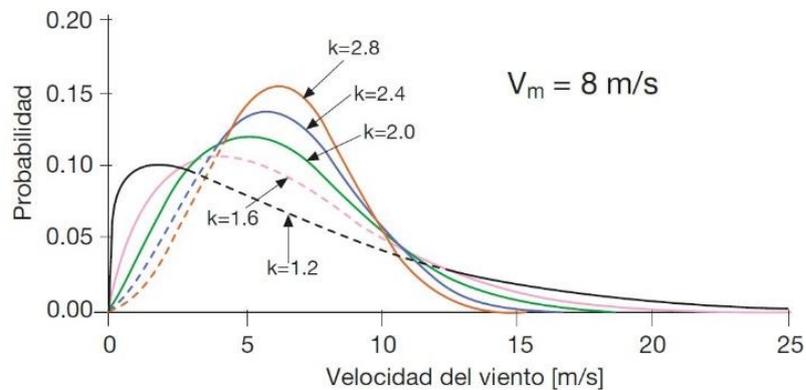


Figura 53. Curvas de Weibull para diferentes valores de k [23]

Factor de forma k	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1.2-1.7	Lugares montañosos	Muy variable
1.8-2.5	Grandes llanuras – Colinas	Variable
2.5-3.0	Campo abierto	Bastante regular
3.1-3.5	Zonas costeras	Regular
3.5-4.0	Islas	Muy regular

Tabla 4. Relación entre k y el tipo de terreno [23]

- El factor de escala A se relaciona con la velocidad media del viento. De esta forma, además del factor de forma k , hemos de contemplar la velocidad media (figura 54) del viento a la altura del buje del aerogenerador.

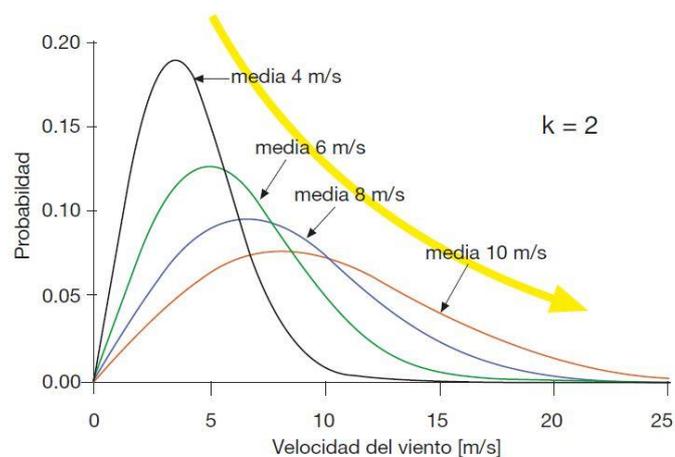


Figura 54. Curvas de Weibull para diferentes valores de velocidad media del viento [23]

3.2.5. Herramientas para la obtención de datos del recurso eólico

La obtención de los parámetros del recurso eólico en el emplazamiento estudiado se realizará a partir de plataformas de datos estadísticos como, por ejemplo, la Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias (IDE Canarias). Este visor permite al usuario observar, en el subapartado de energía, el recurso eólico disponible en el archipiélago a 80, 60 y 40 metros de altura, así como la rugosidad del terreno, la rosa de vientos (figura 56), porcentaje de energía y factor de forma (figura 57). La información se puede generar en una página web externa a la del IDE Canarias como en la figura inferior.

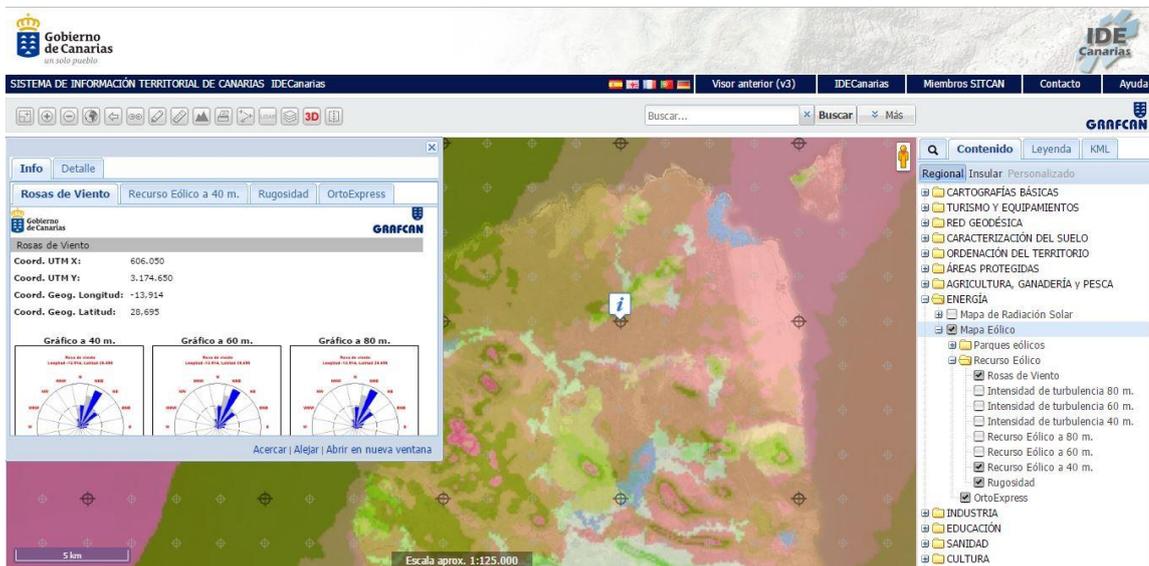


Figura 55. Marcación para la obtención de datos eólicos del IDE Canarias [41]

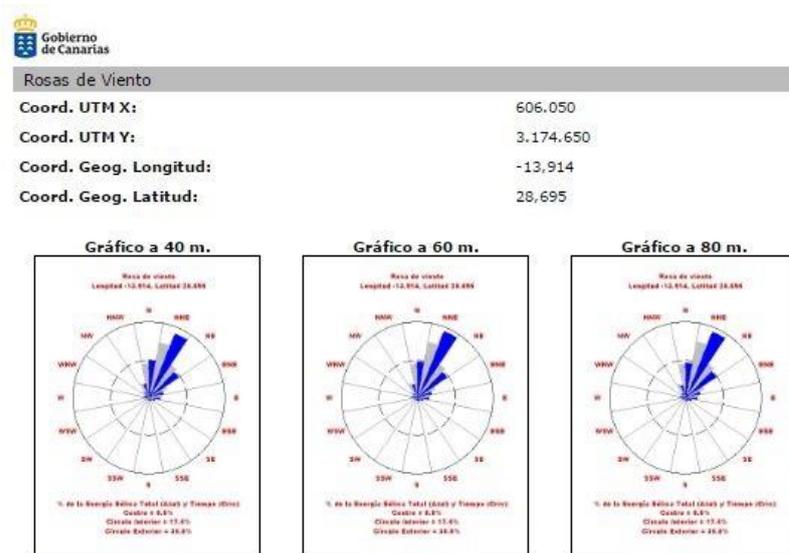


Figura 56. Rosa de los vientos [41]

Energía y Weibull	
Porcentaje de energía S1:	17,55%
Porcentaje de energía S2:	32,07%
Porcentaje de energía S3:	16,73%
Porcentaje de energía S4:	6,73%
Porcentaje de energía S5:	5,23%
Porcentaje de energía S6:	3,02%
Porcentaje de energía S7:	1,58%
Porcentaje de energía S8:	1,17%
Porcentaje de energía S9:	0,06%
Porcentaje de energía S10:	0,24%
Porcentaje de energía S11:	0,84%
Porcentaje de energía S12:	1,50%
Porcentaje de energía S13:	2,17%
Porcentaje de energía S14:	1,47%
Porcentaje de energía S15:	2,89%
Porcentaje de energía S16:	6,77%
Factor de Forma (Weibull) S1:	1,052
Factor de Forma (Weibull) S2:	1,097
Factor de Forma (Weibull) S3:	0,985
Factor de Forma (Weibull) S4:	0,918
Factor de Forma (Weibull) S5:	0,971
Factor de Forma (Weibull) S6:	0,995
Factor de Forma (Weibull) S7:	0,960
Factor de Forma (Weibull) S8:	1,106
Factor de Forma (Weibull) S9:	0,554
Factor de Forma (Weibull) S10:	0,644
Factor de Forma (Weibull) S11:	0,859
Factor de Forma (Weibull) S12:	0,875
Factor de Forma (Weibull) S13:	0,851
Factor de Forma (Weibull) S14:	0,823
Factor de Forma (Weibull) S15:	0,893

Figura 57. Porcentaje de energía y factor de forma (Weibull) [41]

4. Elementos de la instalación

Los elementos que, inicialmente, conforman la instalación son: generador FV, aerogenerador, baterías, regulador de carga, inversor, protecciones, canalizaciones y cableado.

4.1. Panel FV

Los principales parámetros que influyen en el rendimiento de un panel FV son: composición del panel, norma UNE 50380 específica para el panel FV y diferentes modelos de generadores FV.

4.1.1. Materiales de un panel FV

Entre los tipos de paneles solares que existen, los más usados son: Paneles de silicio monocristalino y paneles de silicio policristalino. Los paneles FV de silicio monocristalino, pueden observarse en la figura 58, están realizados a partir de cristal de silicio cristalino de alta pureza. Estos paneles poseen una eficiencia energética de entre el 21% y el 23% además de una alta durabilidad y mínima degradación de las condiciones de funcionamiento originales.



Figura 58. Panel FV de silicio monocristalino [21]

Los paneles FV policristalinos pueden observarse en la figura 59 se caracterizan por tener unos cristales que se agregan en formas aleatorias. Poseen una eficiencia menor que los paneles FV monocristalinos de entre el

17% y el 20% junto con una extensa duración y rendimiento mantenido con el paso de los años.



Figura 59. Panel FV de silicio policristalino [21]

4.1.2. Especificaciones de un panel FV según las normas UNE

La información que debe aparecer en las hojas de características de cualquier fabricante de paneles FV según la Norma UNE 50380 [31] es:

- **Certificados:** Todos aquellos certificados que sean relevantes han de listarse en la hoja de características.
- **Material constructivo:** Se requiere de la descripción de los siguientes materiales para la construcción del módulo FV:
 - Tipo de célula y material
 - Material del marco
 - Tipo de cubierta frontal
- **Funcionamiento eléctrico:** Se piden los valores característicos de P_{max} , I_{sc} , V_{oc} y V_{mpp} tanto en condiciones de test STC como en las NOCT. También se contemplará una reducción del rendimiento desde una irradiancia (E) de 1000 (W/m^2) a 200 (W/m^2)
- **Características generales:** Se especificará la información sobre la caja de conexiones: Dimensiones, grado de protección IP, técnica para el conexionado eléctrico, dimensiones externas, espesor total del módulo FV y peso.

- Características térmicas: Se piden los valores de test de NOCT así como los valores de los coeficientes de temperatura con dimensiones (1/K) de I_{sc} y V_{oc}
- Valores característicos para la integración de sistemas: Se requiere el valor de la tensión de circuito abierto de diseño, la tensión máxima permisible en el sistema y la clasificación de la protección. También se pide la corriente inversa límite del módulo FV.
- Clasificación de potencias y tolerancias de producción:
 - Se requieren las tolerancias de producción superior e inferior para una potencia máxima facilitada.
 - Los valores de las características eléctricas antes mencionadas han de ser medidas después de un preenvejecimiento en condiciones de circuito abierto con una E mayor a 20 kWh/m² en el plano del módulo, y considerando las tolerancias de medición del laboratorio de ensayo.
- Idioma de la hoja de datos: La hoja ha de redactarse en inglés y en un idioma oficial.
- Información de la placa de características:
 - Nombre y símbolo de origen del fabricante o suministrador
 - Designación de tipo
 - Clasificación de protección
 - Máxima tensión permitida en el sistema
 - P_{max} , I_{sc} , V_{oc} , V_{mpp} y las tolerancias de protección (Todo en STC)

4.1.3. Generador FV

Un generador FV se puede formar a través de paneles conectados en serie, paralelo o serie-paralelo (figuras 60, 61 y 62). La conexión en paralelo se realiza conectando los polos positivos de las placas FV y todos los polos negativos entre sí. De esta manera, el voltaje siempre es el mismo mientras que se suman las intensidades de cada panel FV.

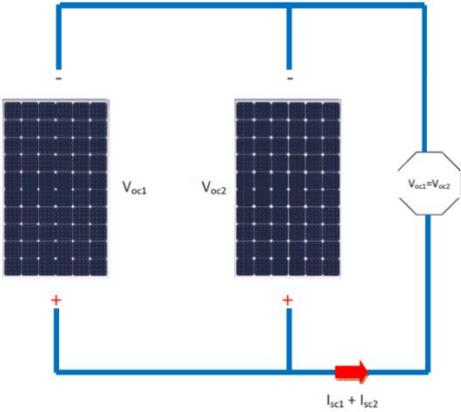


Figura 60. Conexión de placas FV en paralelo [32]

A través de la conexión en serie se conectan directamente las placas solares entre sí, conectando el polo positivo de cada panel con el polo negativo del siguiente. La principal diferencia con la conexión en paralelo es que la intensidad se fija a un valor mientras que voltaje se suma.

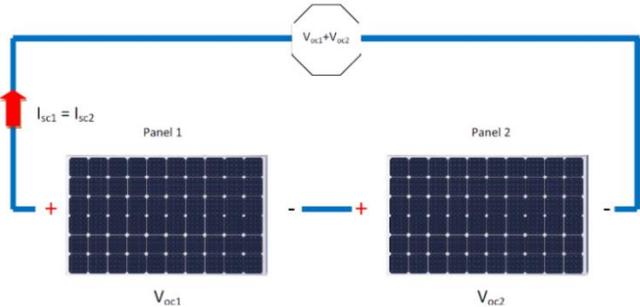


Figura 61. Conexión de las placas FV en serie [32]

La conexión serie-paralelo permite aumentar tanto el voltaje como la intensidad, es el tipo de planta FV más utilizada.

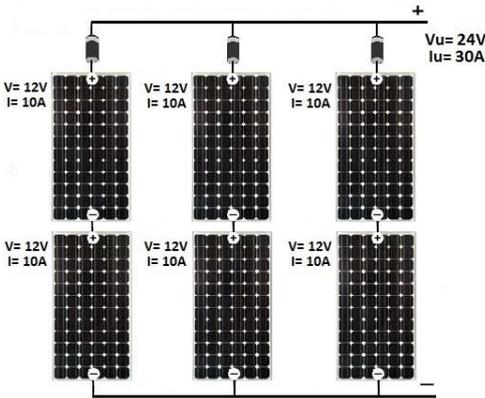


Figura 62. Conexión de placas FV en serie-paralelo [32]

4.2. Aerogeneradores y rangos de funcionamiento

Existen diferentes tipos de aerogeneradores. Se dividen en aerogeneradores de eje vertical (figuras 63, 64 y 65), representan el 1% del total, y aerogeneradores de eje horizontal que suponen el 99%.

- Los aerogeneradores de eje vertical se subdividen a su vez en:
 - Savonius: Es el modelo más simple de aerogenerador y funciona como aerogenerador de resistencia. Es muy poco eficiente.



Figura 63. Aerogenerador vertical Savonius [23]

- Darrieus: Necesita de un dispositivo auxiliar para su arranque aunque posee mayor eficiencia que el Savonius.



Figura 64. Aerogenerador vertical Darrieus [23]

- Mixto Darrieus-Savonius: Combinación de los dos anteriores.



Figura 65. Aerogenerador vertical Darrieus-Savonius [23]

- Los aerogeneradores de eje horizontal pueden a su vez ser:
 - Aerogeneradores de barlovento: El viento choca antes con el rotor que con la torre de soporte y por tanto tienen mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento. Por el contrario, no se alinean con el viento automáticamente por lo que necesitan ser dotados de un sistema de orientación.



Figura 66. Aerogenerador barlovento con aleta direccional [23]

- Aerogeneradores a sotavento: Tienen efectos negativos en cuanto a la interacción de la torre con el rotor, pero son capaces de auto orientarse y usar un rotor flexible para aguantar fuertes vientos.

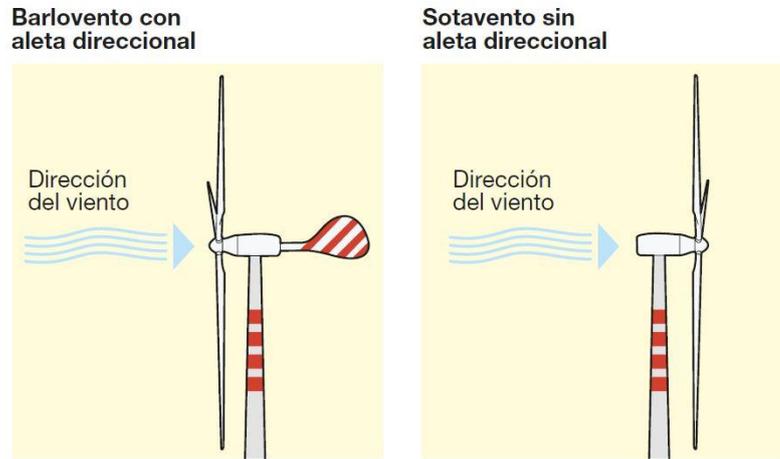


Figura 67. Comparación entre aerogenerador de barlovento y de sotavento [23]

Los aerogeneradores también pueden clasificarse [23] teniendo en consideración: Potencia, velocidad de viento y temperatura.

- Dependiendo de la potencia de generación que sea capaz de producir un dispositivo eólico podemos clasificar estos en:
 - Microeólicos: suministran potencias inferiores a 20 kW y son dispositivos destinados principalmente para uso doméstico.
 - Minieólicos: potencias entre 20 y 200 kW. Producción destinada a la comercialización de electricidad.
 - Eólicos: Potencias mayores a 200 kW. Estos dispositivos se agrupan en parques eólicos con el fin de contribuir significativamente a la producción eléctrica.
- En función de la velocidad del viento, el aerogenerador puede registrar diferentes etapas:
 - Velocidad de arranque: Velocidad mínima a la que empieza a girar el rotor.
 - Velocidad de acoplamiento: De 2 a 4 m/s. La tensión generada en este rango de velocidad permite activar los circuitos del dispositivo.

- Velocidad nominal: Entre los 10 y los 14 m/s. Se considera la velocidad de funcionamiento normal en la que se genera la potencia nominal del dispositivo.
- Velocidad de desconexión: Cuando la velocidad del viento es tan elevada que puede dañar el aerogenerador. A partir de los 25 m/s
- Los rangos de temperatura en los que se exige el funcionamiento del aerogenerador se dividen en:
 - Rango de temperatura ambiente: Entre los -10° y los 40° centígrados. Se supone que es el rango normal de temperatura de funcionamiento.
 - Rango de temperatura en condiciones extremas: Entre los -20° y los 50° centígrados.

4.3. Dispositivos de almacenamiento y conversión

Los dispositivos intermedios encargados de almacenar la energía eléctrica producida en el sistema generador y aquellos otros cuyo objetivo es el de convertir la CC en CA son vitales en cualquier instalación renovables. En este punto, se realizará un estudio de los aspectos teóricos de estos elementos.

4.3.1. Regulador de carga

El regulador de carga [24] es un dispositivo cuya función es controlar la carga de las baterías y regular la corriente de dicha carga. El objetivo fundamental de lo anteriormente expuesto es el de alargar la vida útil de los elementos almacenadores y controlar la entrada de corriente proveniente del generador evitando que se produzcan sobrecargas y sobredescargas en la batería. Existen dos tipos de reguladores de carga: Los que trabajan con tecnología MPPT y los que lo hacen con PWM. Dependiendo del número de células FV con las que se trabaje será conveniente elegir uno u otro.

- PWM (pulse width modulation): También conocido como regulador de carga convencional. Son reguladores que actúan como interruptores entre las placas FV y las baterías. La tensión de trabajo de los paneles

ha de ser igual que la de la batería. Cuando se va alcanzando la carga máxima de la batería, se modifica la cadencia de los pulsos y se va alternando el corte de contacto entre generador FV y la batería con el fin de no sobrecargar la misma. Son reguladores sencillos y baratos. Presenta el inconveniente de no tener flexibilidad respecto una ampliación de la potencia y ha de elegirse de acuerdo al voltaje de carga de las baterías.

- MPPT (Maximun Power Point Tracker): Lo identificamos como el punto de la curva (I_{mp}, V_{mp}) donde existe un mayor rendimiento para unas condiciones de irradiancia y temperatura concretas. Cuando se conecta una carga al generador FV, el punto de operación viene dado por sus valores de I_{carga} y V_{carga} . Dicho punto no es igual al de la máxima potencia. La solución que aporta el regulador MPPT es la de un convertidor CC-CC que trabaje con un algoritmo para el ajuste automático de su ciclo de trabajo pasando de V_{carga} a V_{mp} . Gráficamente se observa en la figura 68:

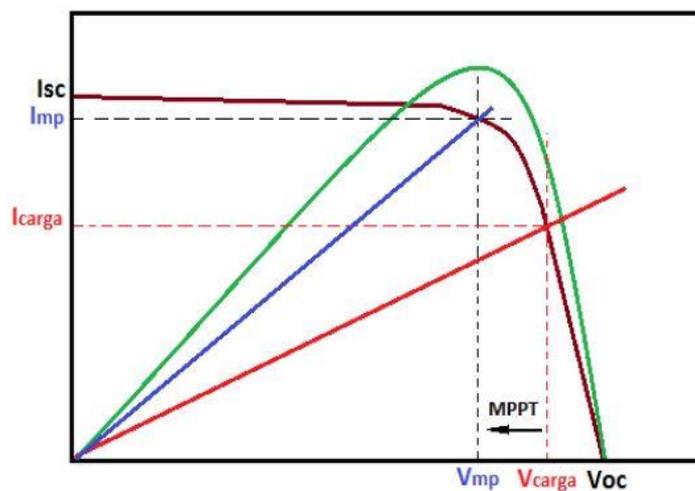


Figura 68. Curva de ajuste regulador MPPT [34]

Respecto a los criterios de elección de un regulador de carga, estos vienen determinados por aspectos tales como:

- Tipo de regulador de acuerdo con nuestro generador FV: PWM o MPPT.
- Tensión de almacenamiento de la batería: V_{BAT}

- Corriente máxima de entrada: Será superior a la I_{SC} de generador FV.
- Tensión máxima de entrada: Será superior a la V_{OC} del generador FV.

En el caso de los aerogeneradores, el regulador de carga suele incluirse dentro del mismo y cada fabricante suele vender el suyo. Los aerogeneradores suelen trabajar a distinta tensión que los generadores FV y mientras que la forma de trabajar de un regulador FV es cortando la corriente hacia la batería, el regulador eólico disipa dicha corriente en una resistencia de calor.

4.3.2. Baterías

Las baterías juegan un papel crucial como mantenedoras de la energía producida por el sistema generador. La batería se define como un dispositivo capaz de convertir energía química en energía eléctrica y, una vez agotada, volver, mediante energía eléctrica, a cargar la batería de energía química.

La unidad básica electroquímica de la batería es la celda. Cada celda de una batería consta de un ánodo, o electrodo positivo, un cátodo, o electrodo negativo y el conductor iónico encargado de proporcionar el lugar en el que se produce la transferencia de carga.

Cada batería está formada por varias celdas conectadas en serie o paralelo y la capacidad de cada celda se determina a partir de la cantidad de material reactivo que contenga la misma. Se expresa mediante Amperios/hora (Ah). Resumiendo las características que distinguen unas baterías de otras:

- Elementos químicos de composición: Litio, Plomo o Níquel.
- Tensión de la batería (V_{BAT})
- Capacidad de almacenamiento en Amperios/hora

Cada fabricante expresa el valor de la corriente de carga/descarga de la batería como un valor de fracción (C5, C10, C20, etc.) de su capacidad en

(Ah). Es decir, la corriente de descarga de una batería de 200 (Ah) con C20 será de 10 (A) cada hora durante 20 horas.

La capacidad de almacenamiento de la batería en (Ah) viene determinada en la expresión 35:

$$C(Ah) = \frac{Lmd \cdot N_d}{V_{BAT} \cdot PD}$$

Expresión 35. Capacidad de una batería en amperios/hora [34]

Donde:

Lmd: Consumo medio diario de la carga conectada

N_d : Número de días de autonomía

PD: Profundidad de descarga máxima permitida

Mediante la tensión teórica (V) y la capacidad de una celda (Ah) se obtiene la energía teórica (Wh) (expresión 36) de una batería o solo de una celda de la batería.

$$E_{teor} (Wh) = V_{teor} (V) \times C_{teor} (Ah)$$

Expresión 36. Energía teórica de una batería [25]

Al adoptar un modelo equivalente con el que representar el funcionamiento de una batería se elige aquel que sea lo más fiel posible a la respuesta real de la misma. Uno de estos modelos es el basado en el modelo equivalente de Thevenin representado en la figura 69.

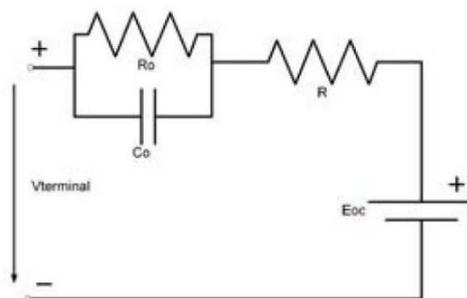


Figura 69. Modelo equivalente de Thevenin [25]

El modelo Thevenin está compuesto por: una fuente E_{oc} cuyo valor es la tensión a circuito abierto, la resistencia R encargada de modelar la resistencia interna de la batería, el condensador C_o representa la capacidad

de los electrodos de las celdas y R_0 como la resistencia no lineal entre los electrodos y el electrolito. Si siguiésemos añadiendo elementos al modelo de la Figura superior, se podría modelar de forma más exacta algunos de los fenómenos de la batería como auto descargas o sobrecargas.

Observando las características técnicas (tabla 5) de un dispositivo específico para sistemas FV [26] (Baterías EnerSol de la marca Classic) se visualizaran claramente los parámetros más importantes a la hora de elegir una batería.

Tipo	Código	Tensión Nominal V	Capacidad	Capacidad	Intensidad	Long. (l) Máx. mm	Anchura (b/w) Máx. mm	Altura (h) Máx. mm	Peso	Peso	Terminal	Posición De Terminales
			C_{100} 1.85 V/C 25°C Ah	C_{120} 1.85 V/C 25°C Ah	De carga I_{120} 1.85 V/C A				Incl. Ácido aprox. kg	De ácido* aprox. kg		
EnerSol 50	NVCE120050WC0TA	12	52	53	0.44	207	175	190	13.6	3.5	Tipo A	1
EnerSol 65	NVCE120065WC0TA	12	65	66	0.55	246	175	190	17.1	4.6	Tipo A	1
EnerSol 80	NVCE120080WC0TA	12	78	80	0.66	278	175	190	20.4	5.6	Tipo A	1
EnerSol 100	NVCE120100WC0TA	12	97	99	0.82	353	175	190	25.2	6.8	Tipo A	1
EnerSol 130	NVCE120130WC0TA	12	130	132	1.10	348	175	290	35.2	10.0	Tipo A	2
EnerSol 175	NVCE120175WC0TA	12	175	179	1.49	513	223	223	46.5	12.2	Tipo A	2
EnerSol 250	NVCE120250WC0TA	12	250	256	2.13	518	276	242	63.0	18.6	Tipo A	2

*Densidad de ácido dN = 1,28 Kg/l

Tabla 5. Parámetros de las baterías para sistemas FV [26]

Por último, en la figura 70, se observará la curva de carga de una batería de plomo distinguiendo tres etapas: En la primera se produce la carga principal. En la segunda la absorción y en la tercera el almacenamiento.

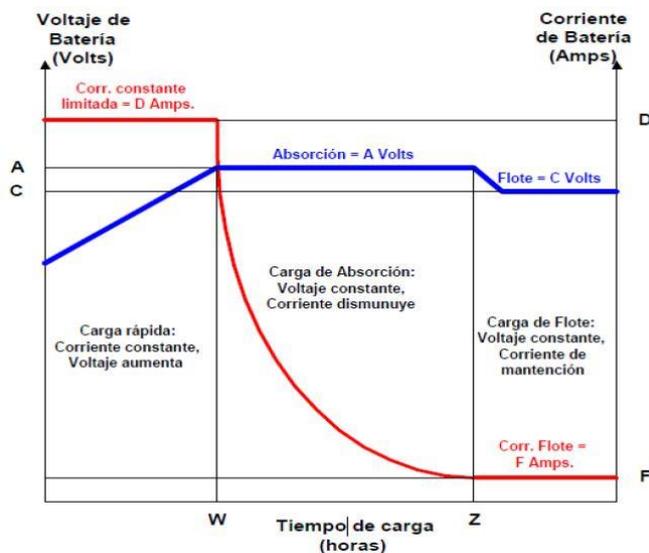


Figura 70. Curva de carga de una batería de plomo [34]

4.3.3. Inversor

El inversor es un dispositivo fundamental en cualquier infraestructura de energía renovable. Su función es la de transformar la CC procedente de las baterías o del generador FV en CA verificando la calidad de la energía que se vuelca a la red o a la carga. Además debe optimizar y maximizar la energía de salida de la infraestructura renovable.

Los inversores también pueden ser clasificados según la forma de onda de la señal alterna. Existen inversores de onda modificada e inversores de onda pura. Pueden observarse en la figura inferior.

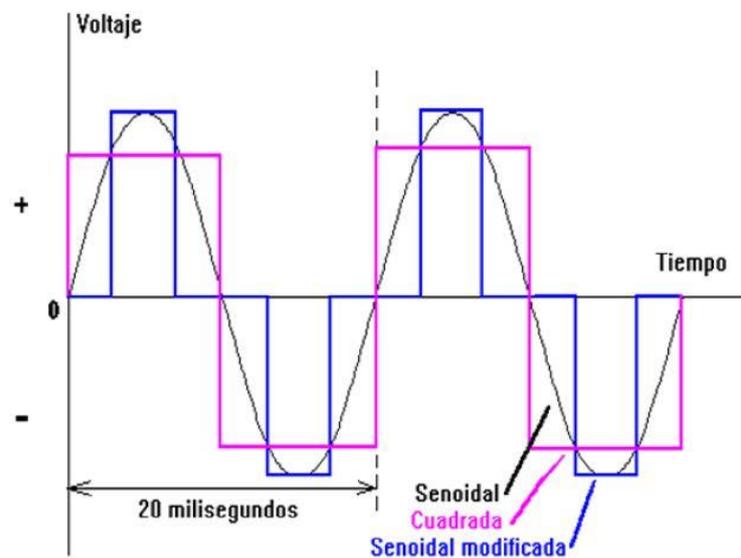


Figura 71. Inversor según la forma de onda [34]

Los inversores están ampliamente extendidos en las infraestructuras FV. Dependiendo de cómo organicemos el campo de paneles FV con los que se trabaje el inversor puede ir colocado de una forma o de otra:

- Planta FV con un solo inversor central (figura 72). Se utiliza en infraestructuras FV pequeñas en donde todos los paneles registren la misma exposición solar. La ventaja radica en el costo de un solo inversor. La desventaja es evidente en el caso de fallo en el único inversor de la infraestructura o en una sola de las cadenas FV conectadas al dispositivo.

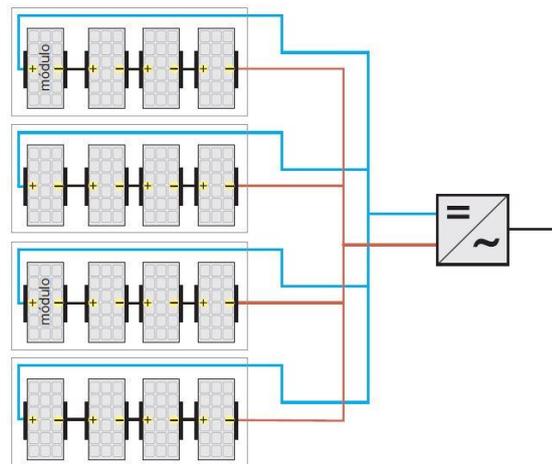


Figura 72. Planta con un solo inversor [21]

- Planta con un inversor por cadena (figura 73). El diseño en donde cada cadena tiene su propio inversor es característico de plantas FV medianas. Con esta colocación, cada cadena puede trabajar en su punto de potencia máxima. Aunque poner varios inversores suponga un incremento en el coste de la instalación las ventajas que conlleva son mayores: limitación de los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores, evita la merma grave de rendimiento por sombreado y se pueden utilizar paneles FV de diferentes características en una misma infraestructura FV.

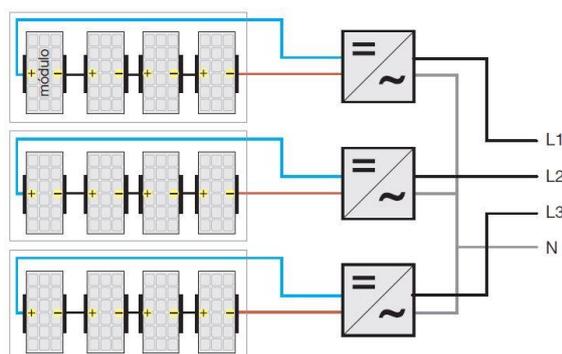


Figura 73. Planta con un inversor por cadena [21]

- Planta con varios inversores (figura 74). Esta configuración se puede observar en plantas FV de gran tamaño. La infraestructura se divide en varios subcampos cada uno de los cuales lleva un inversor de

forma que se evitan problemas de sombreado al tiempo que la inversión y mantenimiento de los dispositivos no es exagerado.

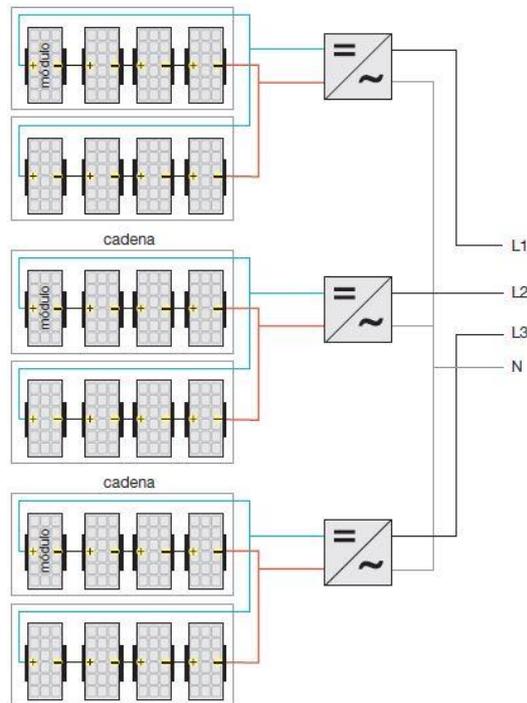


Figura 74. Planta dividido en subplantas con un inversor por cada una [21]

El proceso de selección del inversor destinado a la planta FV se realizará de acuerdo con la potencia máxima que sea capaz de generar esta. En lo que se refiere al tamaño, el inversor se elegirá tomando como referencia una relación de 0,8 o 0,9 entre la potencia activa que se introduce en la red y la potencia nominal del generador FV. Con esta relación, se tendrán en consideración los aspectos reales de funcionamiento como: las temperaturas cambiantes, las caídas de tensión en las conexiones eléctricas o la eficiencia del inversor.

A parte de lo anterior, el inversor deberá estar capacitado para aguantar picos de potencia que superen sus propios valores máximos. Observando con más detalle las características que influyen en el dimensionado del inversor se deberá tener en consideración:

- En el lado de CC:
 - La potencia nominal y la máxima
 - La tensión nominal y la máxima

- La intensidad nominal y la máxima
- La zona de variación de la tensión MPPT en STC
- En el lado de CA:
 - Potencia nominal y potencia máxima capaz de ser suministrada de forma continua por el grupo de conversión, además del rango de temperatura al que se puede suministrar dicha potencia.
 - Corriente nominal entregada.
 - Tensión máxima y distorsión del factor de potencia.
 - Eficiencia de conversión máxima.

Según la norma UNE 50524 [33] sobre inversores FV, estos deben especificar en la ficha técnica determinadas condiciones:

- Breve descripción: Se llevará a cabo una descripción somera de las características del inversor. Se incluirán en las hojas de datos su esquema de diseño o su foto.
- Conformidad: La conformidad con las normas y estándares relevantes ha de mostrarse en la ficha técnica.
- Ha de indicarse una serie de parámetros eléctricos de entrada y de salida:
 - $V_{ccmax}, V_{ccmin}, V_{ccarr}, V_{cc,n}, V_{pmpmax}, V_{pmpmin}, I_{ccmax}$ y el número de entradas independientes como parámetros de entrada.
 - $V_{camax}, V_{camin}, V_{ca,n}, I_{camax}, P_{ca,n}, f_n, f_{min}, f_{max}, \cos \varphi_{ca,n}$ como parámetros de salida.
 - También se deberán incluir el número de fases que se conectan a la salida así como el número de fases alimentadas.
- Caracterización del rendimiento de operación:
 - La indicación de la $P_{ca,n}$ se referirá a los valores nominales respectivos de la red conectada (230 V/50 Hz). La potencia

nominal se da a la tensión de entrada nominal y la temperatura ambiental (25 ± 3) °C.

- Deben determinarse las pérdidas de potencia nocturnas.
- Debe especificarse el rendimiento de operación (figura 75) al menos para tres tensiones de entrada (V_{pmpmax} , V_{pmpmin} , $V_{ca,n}$) en forma de tabla y opcionalmente se hará una representación gráfica. En todos los casos el rendimiento se referirá a la potencia

de salida normalizada a la potencia nominal $P_{ca}/P_{ca,n}$

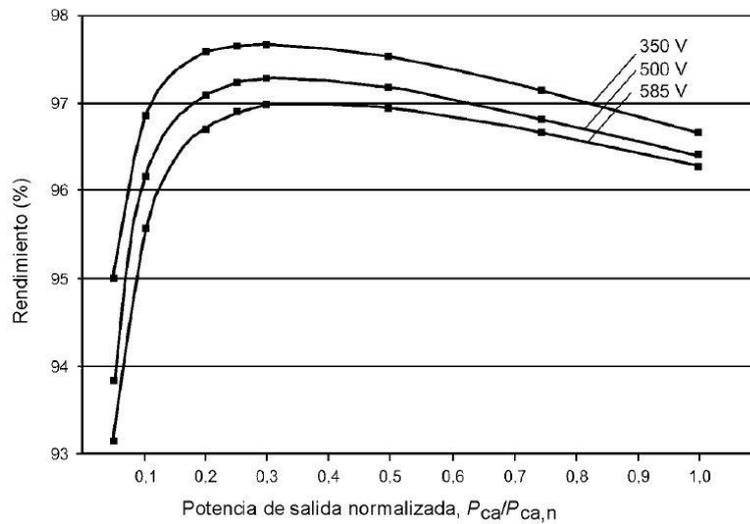


Figura 75. Rendimiento del inversor [33]

- El cómputo del rendimiento europeo η_{EU} considera tanto los rendimientos de cargas parciales así como el rendimiento a plena carga ponderado a la frecuencia de su ocurrencia. Su expresión viene determinada por:

$$\eta_{EU} = (0,03 \times \eta_{5\%}) + (0,06 \times \eta_{10\%}) + (0,13 \times \eta_{20\%}) + (0,1 \times \eta_{30\%}) + (0,48 \times \eta_{50\%}) + (0,2 \times \eta_{100\%})$$

Expresión 37. Rendimiento europeo [33]

- Se pueden implementar rutinas de autoprotección en el inversor, las cuales previenen de un daño. Cualquier rutina de protección que cause degradación de potencia se debe describir en forma tabular o grafica sobre todo el rango de operación. Gráficamente podemos observarlo en la figura inferior.

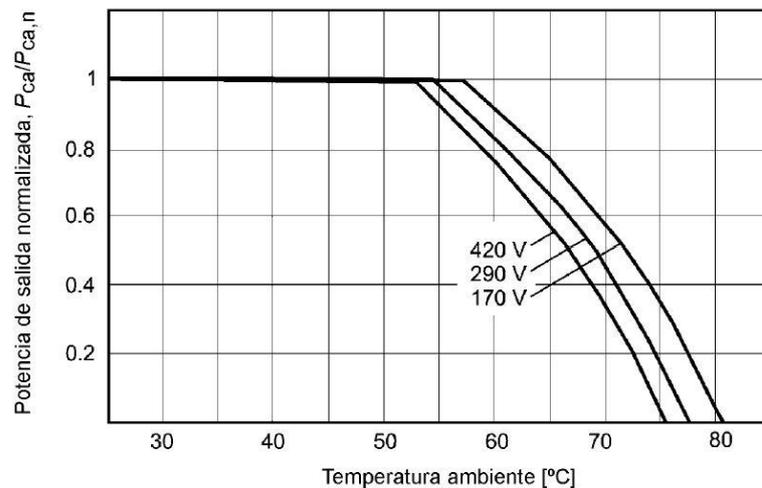


Figura 76. Disminución de la frecuencia respecto a variación de la temperatura [33]

- Respecto a la seguridad han de incluirse los siguientes datos de los inversores en la ficha técnica:
 - Clase de sistema de seguridad de acuerdo con la norma IEC 62103.
 - Datos acerca de la separación galvánica (con o sin transformador).
 - Clase de servicio de interface integrado (indicación de las normas reglamentos o leyes).
- Condiciones de operación: Las condiciones de operación para los inversores se distinguen entre: sin protección a la intemperie, protegidos a la intemperie, aire acondicionado en interiores y sin aire acondicionado en interiores. El grado de la intensidad de la protección depende del uso del inversor y se tiene que especificar por el fabricante. Para los inversores a la intemperie deberá especificarse la indicación de la clase climática apropiada de acuerdo con la Norma IEC 60721-2-1. Los datos referentes a las condiciones de operación del inversor deberían incluirse en la ficha técnica:
 - Rango asignado de la temperatura ambiente a la cual el inversor opera de acuerdo con la Norma IEC 60721-2-1.
 - Valor máximo permisible para la humedad relativa (bajo no condensación).

- Emisión máxima de ruido, si sobrepasa los 75 dB.
- Instalación y construcción. Se deberán especificar características físicas:
 - Grado de protección acorde a la Norma EN 60529.
 - Categoría de sobretensión acorde con la Norma EN 60664-1.
 - Tecnología de conexión en el lado de entrada y salida.
 - Número de entradas de conectores de CC (pares) y el número de entrada de conectores por entrada del punto de máxima potencia.
 - Dimensiones físicas (ancho, profundidad, altura) y peso.
 - Dispositivo de desconexión existente en el lado de entrada.
 - Principio de refrigeración (convención, refrigeración forzada)
 - Nombre y dirección del fabricante y del importador.
- Información mínima que ha de contener la placa de características:
 - Nombre y origen del fabricante.
 - Modelo y tipo.
 - Número de serie.
 - Parámetros eléctricos: $V_{ca,n}$, V_{pmpmin} , V_{pmpmax} , V_{ccmax} , I_{ccmax} , $P_{c,an}$, f_n , I_{camax}
 - Grado de protección.
 - Categoría de tensión.
 - Clase de seguridad.
- La placa de características vendrá representado por la figura inferior

Logo de la compañía		Compañía Código postal, Ciudad, País Tif.: XXXXX-XXXXXXXXXX	
Tipo XXXXXXXX		N/S XX-XXX-XXXX-XXXX-XXXXXX	
Entrada-CC		Salida-CA	
Tensión máx. de entrada	XXX V	Tensión de salida nominal/ -frecuencia	XXX V/XX Hz
Tensión mín. PMP	XXX V	Potencia de salida nominal	XXXX W
Tensión máx. PMP	XXX V	Corriente máx. de salida	XX A
Corriente máx. de entrada	XX A		
Envolvente	IP XX	Temperatura ambiente	-XX...+XX °C
Clase de seguridad	X	Categoría de sobretensión	

Figura 77. Ejemplo de una placa de características [33]

4.4. Red de conexión eléctrica

En este apartado se estudiarán las diferentes partes que componen la red de conexión entre las distintas zonas de la infraestructura renovable. Los elementos conectores serán los cables y los diferentes dispositivos de protección vendrán definidos por las longitudes y caídas de tensión en los tramos del generador renovable

4.4.1. Cableado

El cableado de cualquier infraestructura energética debe ser convenientemente adecuado a partir de factores concretos. Con el recurso bibliográfico [21] dedicado a la parte fotovoltaica se tendrá una visión de los criterios que participan en la elección de los conductores de este tipo de infraestructuras. Por último, se analizará más información sobre este punto en la norma BT-40 [27].

En las infraestructuras FV, se puede observar como el cableado utilizado debe aguantar un mínimo de 25 años en una serie de condiciones medioambientales extremas respecto a: temperatura, lluvia y radiaciones ultravioleta. En lo referente a la tensión generada en la infraestructura FV (zona CC), esta no debe ser mayor en un 50% que la tensión nominal de los cables especificada para aplicaciones de CA (en CA la tensión no puede superar la nominal del cable). En la tabla 6 puede contemplarse mejor esta afirmación.

corriente alterna (V)	corriente continua (V)
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

Tabla 6. Tensión nominal de los cables frente a distintos tipos de corrientes [21]

Se pueden clasificar los conductores según se encuentren estos en el lado CC o en el CA de la infraestructura. Los conductores del lado CC deben tener una clase de aislamiento reforzado para frenar los problemas generados de defecto de tierra o de cortocircuito. Atendiendo a la división de los cables en CC se observan:

- Cables solares: Unen los módulos y la cadena del cuadro de distribución del primer subcampo o directamente el inversor. Estos cables deben soportar temperaturas de 70° u 80° centígrados y alta incidencia de rayos UV cuando se colocan al aire libre.
- Cables no solares: Utilizados en el lado de carga del primer cuadro de distribución. Estos conductores se encuentran, por lo general, a temperatura ambiente que no supera los 30° o 40° centígrados. No soportan la radiación UV por lo que su uso está diseñado para interiores.

Atendiendo a la sección transversal del cable se verifica:

- La capacidad de transporte de corriente I_z no debe ser inferior a la corriente de diseño I_b .
- La caída de tensión en los extremos se encuentre en los límites fijados.

En condiciones de funcionamiento normales, un módulo aporta una corriente cercana a la de cortocircuito; aunque para el cálculo del conductor correspondiente se sobredimensionará mediante la aplicación del criterio de sobrecorriente (125%) contemplado en la BT-40; de este modo la corriente viene dada por la expresión 38:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Expresión 38. Corriente de servicio para el circuito de cadena [21]

Se observa que I_{sc} es la corriente de cortocircuito en condiciones STC y que se produce un incremento del 25% a partir de valores de radiación superiores a $1\text{kW}/\text{m}^2$. Una variante de la expresión anterior se produce cuando el generador FV se divide en subcampos. Los conductores que unen los cuadros de distribución de los subcampos al inversor transportaran una corriente de diseño I_b (donde y es el número de cadenas de subcampo relativo al mismo cuadro de distribución):

$$I_b = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$$

Expresión 39. Corriente de servicio para generadores FV con diferentes subcampos [21]

Además de lo anteriormente detallado para instalaciones FV, si se estudia el reglamento electrotécnico de baja tensión BT-40 en su punto número 5 leeremos textualmente: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

Un posible esquema de cableado se puede basar en el catálogo comercial de la empresa Prysmian [35] (figura 78) en el que se observan los cables que parten desde el generador FV, pasando por la CCG, el inversor y por último la línea de alta tensión:

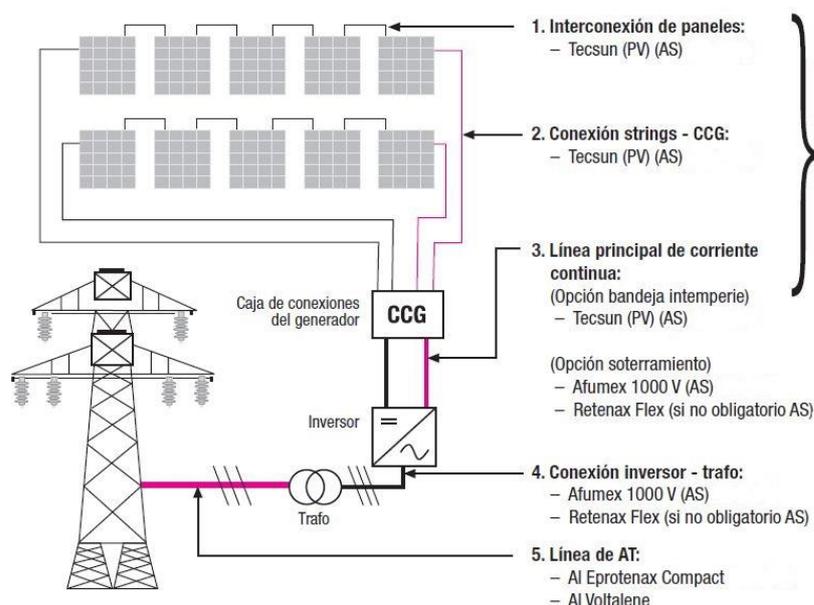


Figura 78. Esquema de cableado desde el generador FV hasta la red [35]

4.4.2. Canalizaciones

El modo de instalación de los conductores será sobrepuesto a la estructura ya existente en todos sus tramos. De modo que no es necesario contemplar la instalación de canalizaciones.

4.4.3. Protecciones

El objetivo de las protecciones es dotar de seguridad tanto a los medios materiales de las plantas de generación de energía renovable como a las personas que trabajan en dichas instalaciones.

En el caso del generador FV, se llevará a cabo el cálculo de las protecciones en función de cual sea el circuito en el que se está haciendo el análisis y si se trabaja en tramos de CC o de CA. Por último, se tendrá en consideración lo especificado en las REBT con el fin de contar con criterios de elección adecuados.

Se dividirán las protecciones del generador FV en protecciones de CC y CA. También se establecerá una división por tramos:

- Protecciones en CC. En la figura 79 se visualiza el esquema general de protecciones CC.

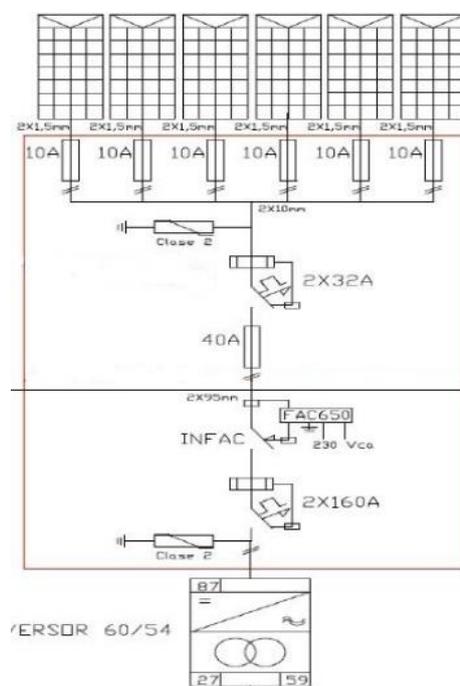


Figura 79. Protecciones para CC [34]

- Tramo: Placas FV → CCG. Este tramo (figura 80) estará protegido contra las sobrecorrientes mediante fusibles colocados a la salida de cada placa FV.

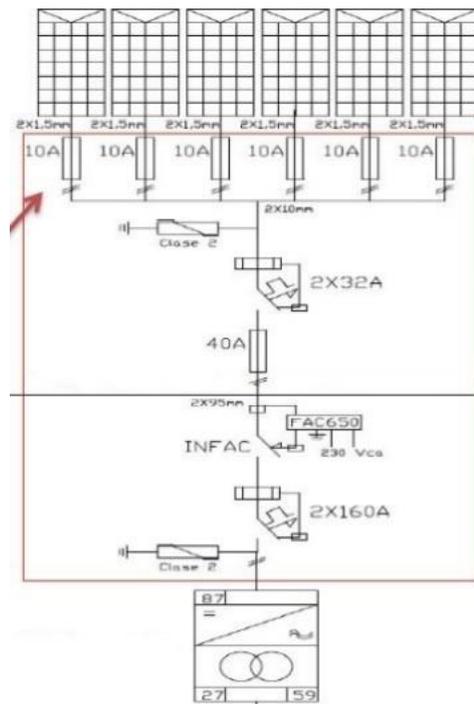


Figura 80. Fusibles contra sobrecorrientes [34]

- Tramo: CCG → Caja de conexión del generador FV. Consta de tres elementos protectores:
 - Descargador: Para descargas atmosféricas y sobretensiones transitorias.

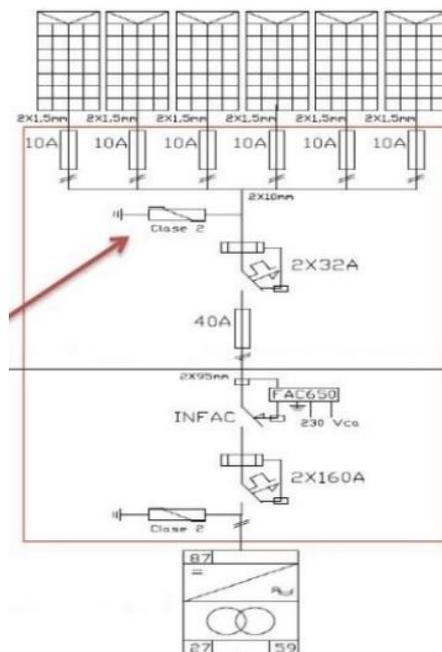


Figura 81. Descargador [34]

- Interruptor-Seccionador: Su función es la de aislar determinadas zonas del generador para realizar trabajos de mantenimiento de las placas FV.

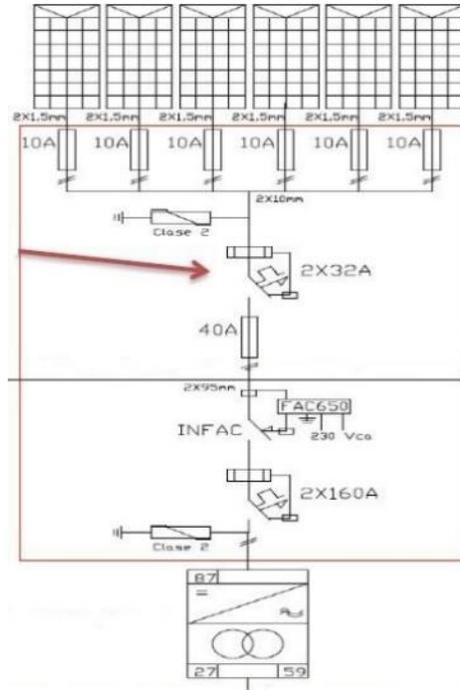


Figura 82. Interruptor/Seccionador [34]

- Fusible: Protegen contra las sobrecorrientes

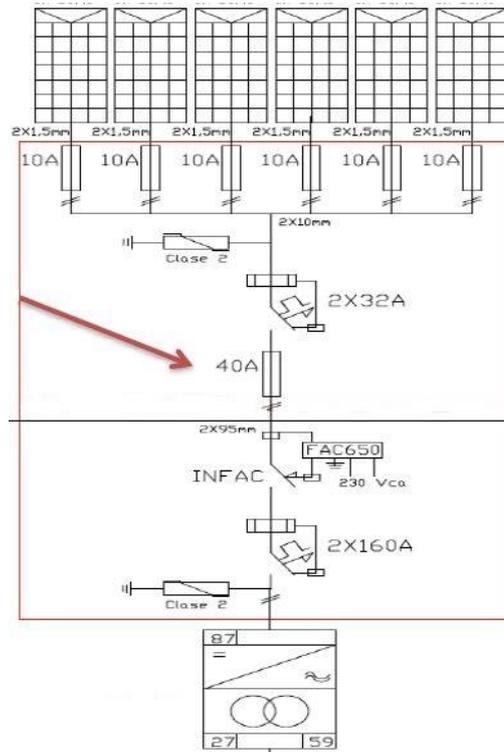


Figura 83. Fusibles [34]

- Protecciones en CA: Estas protecciones están ubicadas (figura 84) aguas abajo del inversor con el fin de proteger los circuitos y la conexión a red una vez se convierte la CC del generador FV en CA para su utilización. Las protecciones en CA se ajustarán a la normativa sobre conexiones de instalaciones FV a la red de baja tensión. Se distinguirán dos protecciones de este tipo:
 - Diferenciales: La función de estos dispositivos es la de proteger a las personas de contactos indirectos, estando las partes o componentes conductores desprotegidos de la instalación conectados a un electrodo de tierra adecuado.
 - Magnetotermico: Su objetivo es establecer, mantener e interrumpir las intensidades de corriente, o de establecer e interrumpir automáticamente, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito.

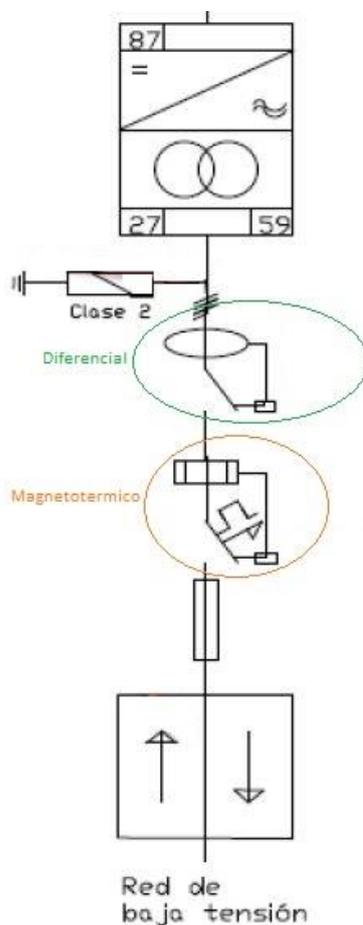


Figura 84. Protecciones en CA [34]

5. Calculo de la infraestructura generadora mediante energía renovable

El cálculo de la infraestructura generadora comprende una serie de aspectos que se encuentran relacionados entre sí. Estos son:

- Localización de los espacios disponibles para el montaje de la infraestructura de generación.
- Obtención de los datos de generación energética de los generadores implicados.
- Elección de la placa FV y del aerogenerador según criterios económicos, de eficiencia, potencia energética y viabilidad.
- Composición del generador renovable a partir de la interconexión de los elementos constituyentes.
- Análisis de las cargas que deben ser cubiertas por la infraestructura renovable.
- Elección del inversor de la infraestructura renovable.

5.1. Espacio disponible para la infraestructura de generación

El espacio del que se dispone para las infraestructuras de generación energética está situado en el municipio de La Oliva en la isla de Fuerteventura. La situación exacta viene determinada por las coordenadas: Latitud 28°36'41.09"N y longitud 13°55'38.80"O. En dicho emplazamiento se encontraran los techados de los talleres y cocheras municipales del Ayuntamiento de La Oliva. La idoneidad de esta ubicación viene señalada por varios factores:

- Situación de centralidad respecto del casco urbano del municipio.
- Las cocheras municipales se encuentran justo debajo de los elementos generadores.
- No existen edificaciones circundantes que ejerzan sombra sobre la superficie del techado elegido.
- La edificación posee el área suficiente para garantizar una generación mínima de energía.

El área operativa en donde se pretende instalar el generador FV y el aerogenerador viene descrita en las figuras 85 y 86



Figura 85. Vista de los talleres y cocheras municipales en La Oliva y posible ubicación del aerogenerador



Figura 86. Vista del área disponible para el generador FV

El área disponible para la instalación del generador FV es de aproximadamente 600 metros cuadrados. Como se aprecia en la figura 86 el área no es uniforme dividiéndose esta en otras con diferentes dimensiones. En algunas de estas superficies irán incluidos los elementos de apoyo a la infraestructura renovable.

En lo que se refiere al lugar de colocación del dispositivo aerogenerador, la opción lógica indica que debería colocarse en el punto más elevado de la

misma. Dicho lugar (figura 87) es una estructura que sobresale 3,5 metros respecto la superficie en donde se pretende colocar el generador FV.



Figura 87. Ubicación del aerogenerador

5.2. Obtención de los datos de recursos energéticos fotovoltaicos en la ubicación

Utilizando las herramientas de obtención del potencial solar descritas en el apartado 3.1.7 se podrán observar los diferentes parámetros que permitirán dimensionar la infraestructura renovable en los siguientes puntos del estudio.

Los datos mensuales de: Irradiación horizontal, irradiación con el ángulo óptimo, irradiación directa normal, irradiación a 0 grados, turbidez de Linke, radiación dif. /global y ángulo de inclinación óptimo en la ubicación vienen ilustrados por las figuras 88, 89, 90, 91, 92, 93 y 94:

Figura 88. Panel principal de radiación mensual [40]

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

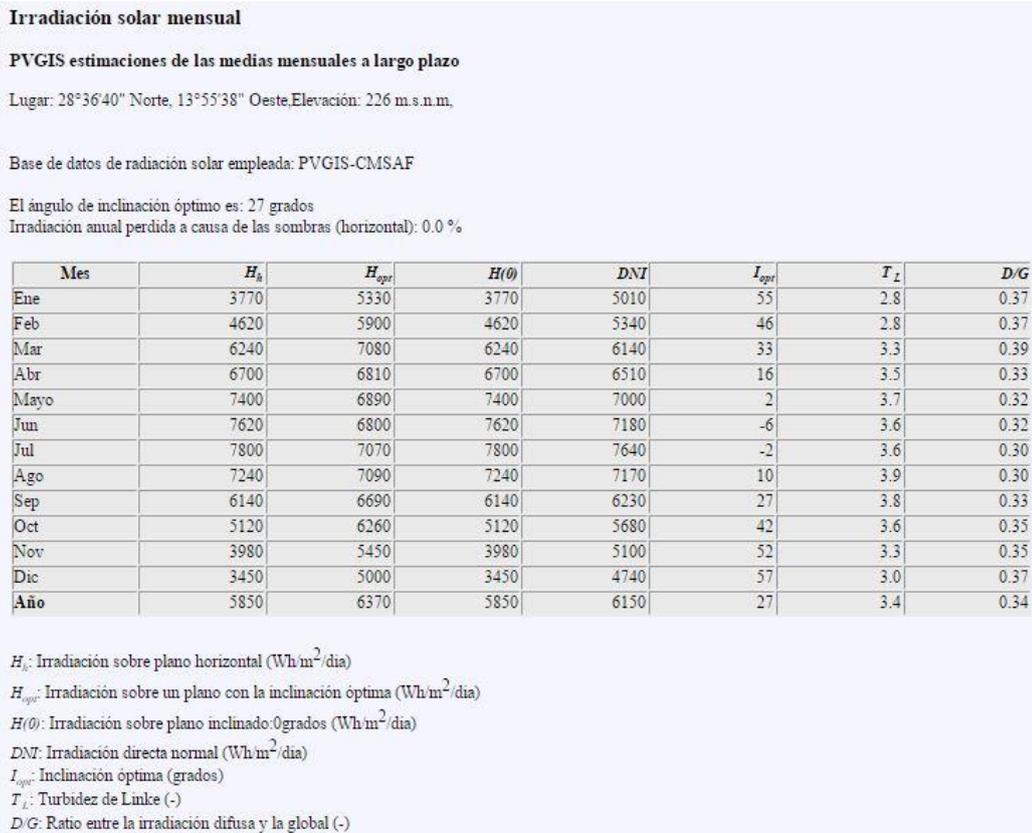


Figura 89. Irradiación solar mensual [40]

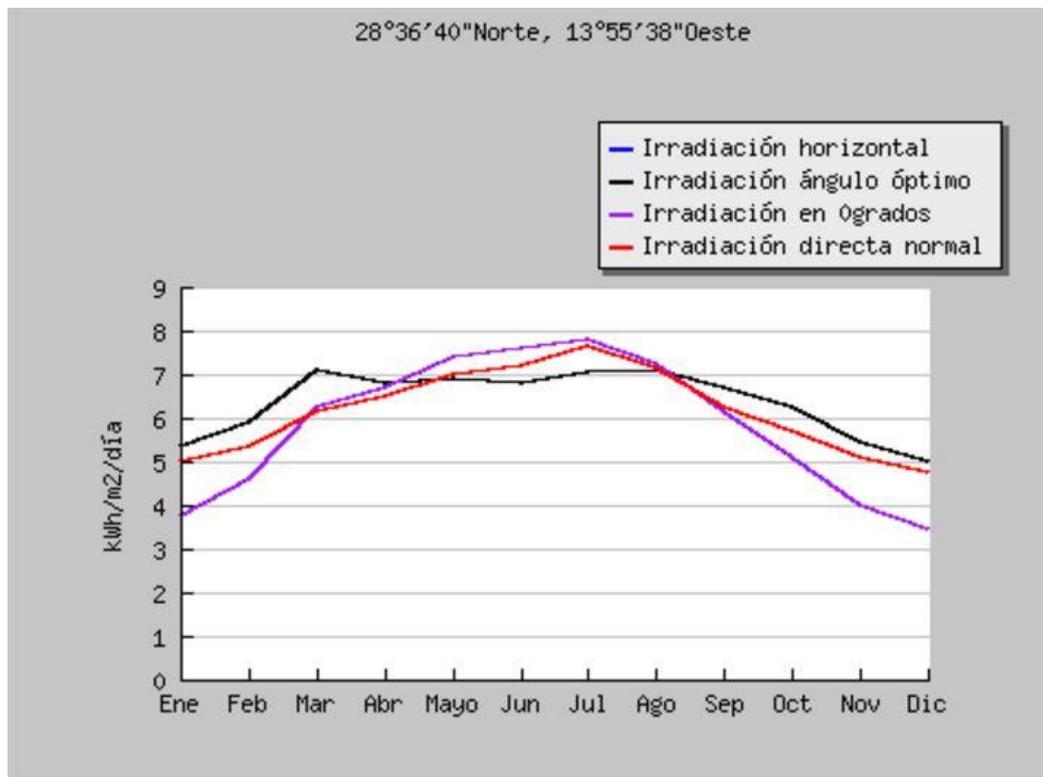


Figura 90. Diferentes tipos de irradiación [40]

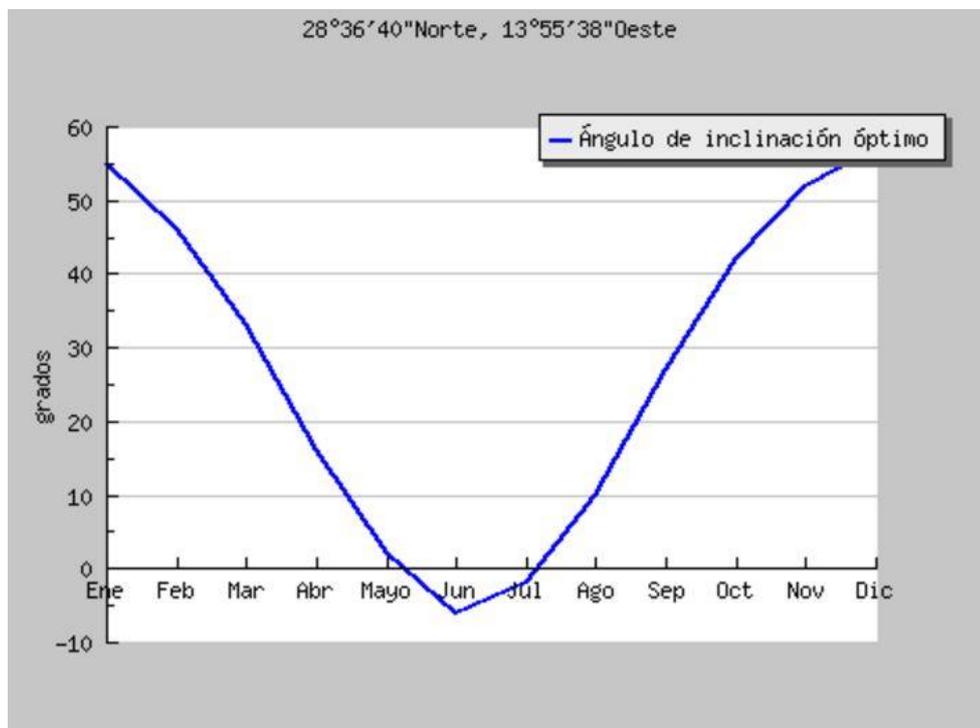


Figura 91. Angulo óptimo de inclinación [40]

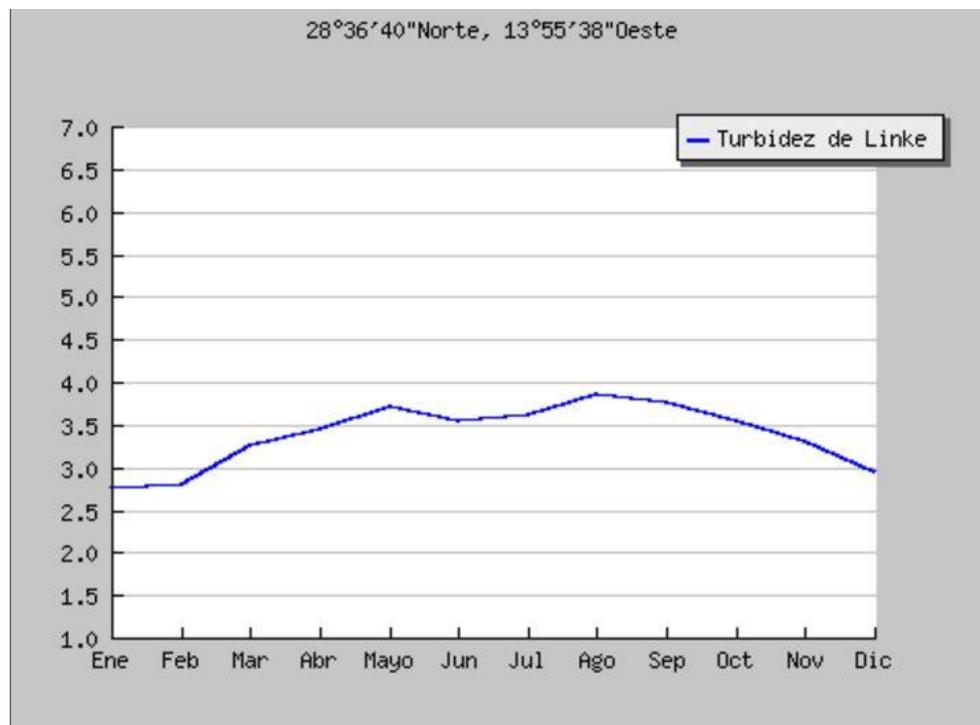


Figura 92. Turbidez de Linke [40]

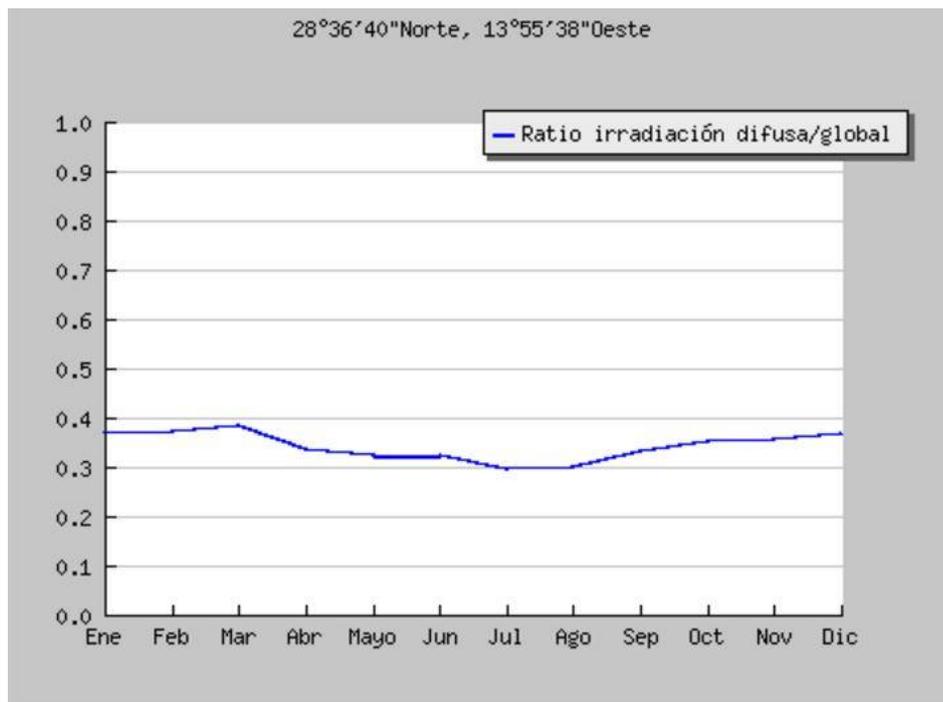


Figura 93. Ratio irradiación difusa/global [40]

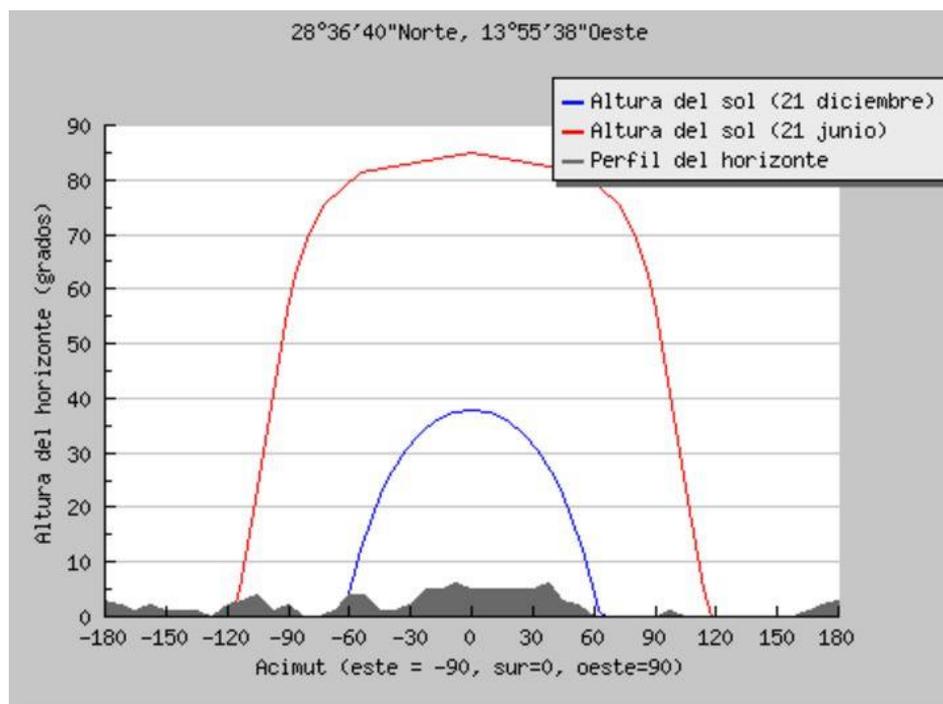


Figura 94. Altura del Sol y perfil del horizonte [40]

Donde los diferentes parámetros de las anteriores figuras significan:

- Irradiación horizontal: Media mensual/anual de la suma de la energía solar que alcanza una superficie horizontal de un metro cuadrado a lo largo de un día típico de un determinado mes.

- Irradiación directa normal: Media mensual/anual de la suma de la energía solar que proviene directamente desde el disco solar (excluyendo la luz del cielo y las nubes) y que alcanza una superficie de un metro cuadrado sobre un plano que sigue la posición del Sol, a lo largo de un día típico de un determinado mes.
- Ángulo óptimo de inclinación: Ángulo respecto a la horizontal, que se debería emplear para recibir la máxima radiación solar posible sobre una superficie plana (un panel FV) orientada hacia el sur.
- Turbidez de Linke: Coeficiente que da información acerca de cómo la radiación solar es atenuada por la presencia de aerosoles en la atmosfera. Indica la densidad óptica de una atmosfera brumosa y húmeda respecto a otra limpia y seca.
- Ratio entre radiación difusa y global: Radiación que llega a la superficie de la tierra y que no proviene directamente del Sol. Es el resultado de la dispersión de la radiación solar producida por el cielo azul, las nubes y la bruma. Esta fracción es conocida como radiación difusa.

5.3. Obtención de datos del recurso eólico en la ubicación

Respecto a la infraestructura eólica, los datos que se han obtenido en el lugar de estudio vienen descritos en las figuras 95, 96, 97 y 98

Coord. UTM X: 606.050
 Coord. UTM Y: 3.166.650
 Coord. Geog. Longitud: -13,915
 Coord. Geog. Latitud: 28,623

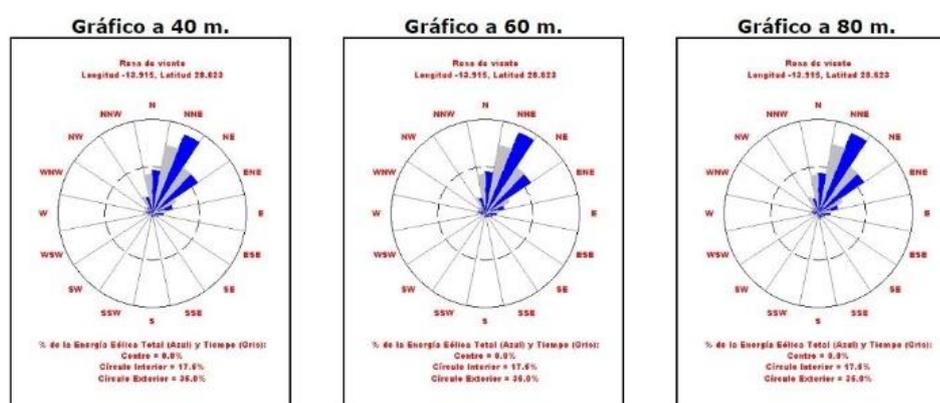


Figura 95. Coordenadas y rosa de los vientos [41]

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Datos de Viento	
Distribución Frec. velocidad S1:	14,70%
Distribución Frec. velocidad S2:	25,81%
Distribución Frec. velocidad S3:	20,49%
Distribución Frec. velocidad S4:	9,75%
Distribución Frec. velocidad S5:	4,85%
Distribución Frec. velocidad S6:	2,29%
Distribución Frec. velocidad S7:	1,49%
Distribución Frec. velocidad S8:	0,80%
Distribución Frec. velocidad S9:	0,24%
Distribución Frec. velocidad S10:	0,31%
Distribución Frec. velocidad S11:	0,81%
Distribución Frec. velocidad S12:	1,86%
Distribución Frec. velocidad S13:	3,36%
Distribución Frec. velocidad S14:	2,65%
Distribución Frec. velocidad S15:	3,69%
Distribución Frec. velocidad S16:	6,90%
Veloc. direccional media S1:	1,040
Veloc. direccional media S2:	1,091
Veloc. direccional media S3:	1,032
Veloc. direccional media S4:	0,936
Veloc. direccional media S5:	0,890
Veloc. direccional media S6:	0,919
Veloc. direccional media S7:	0,905
Veloc. direccional media S8:	1,106
Veloc. direccional media S9:	0,618
Veloc. direccional media S10:	0,739
Veloc. direccional media S11:	0,894
Veloc. direccional media S12:	0,848
Veloc. direccional media S13:	0,888
Veloc. direccional media S14:	0,815
Veloc. direccional media S15:	0,890
Veloc. direccional media S16:	0,945

Figura 96. Distribución de la velocidad y velocidad direccional media [41]

Energía y Weibull	
Porcentaje de energía S1:	15,97%
Porcentaje de energía S2:	31,67%
Porcentaje de energía S3:	20,33%
Porcentaje de energía S4:	7,54%
Porcentaje de energía S5:	4,07%
Porcentaje de energía S6:	2,47%
Porcentaje de energía S7:	1,36%
Porcentaje de energía S8:	1,56%
Porcentaje de energía S9:	0,11%
Porcentaje de energía S10:	0,28%
Porcentaje de energía S11:	0,76%
Porcentaje de energía S12:	1,26%
Porcentaje de energía S13:	2,31%
Porcentaje de energía S14:	1,50%
Porcentaje de energía S15:	2,59%
Porcentaje de energía S16:	6,23%
Factor de Forma (Weibull) S1:	1,039
Factor de Forma (Weibull) S2:	1,094
Factor de Forma (Weibull) S3:	1,014
Factor de Forma (Weibull) S4:	0,925
Factor de Forma (Weibull) S5:	0,932
Factor de Forma (Weibull) S6:	0,984
Factor de Forma (Weibull) S7:	0,935
Factor de Forma (Weibull) S8:	1,119

Figura 97. Detalle del porcentaje de energía, factor de forma y factor de escala [41]

Recurso Eólico a 40 m.	
Coordenada UTM X:	604.850
Coordenada UTM Y:	3.165.350
Coordenada Geográfica Longitud:	-13,928
Coordenada Geográfica Latitud:	28,611
Elevación del terreno:	222 m.
Rugosidad del terreno:	0,750
Velocidad media del viento:	5,26 m/s.
Constante C (Weibull):	5,95
Constante K (Weibull):	2,853

Figura 98. Resumen de parámetros [41]

5.4. Elección de componentes adecuados a los recursos disponibles

La elección de los elementos captadores que conforman el generador renovable debe ser realizada en base a diversos criterios. Primero se establece un análisis de los paneles FV estudiados y en segundo lugar de los aerogeneradores. Respecto a los paneles FV examinados se considerará: la potencia, el precio y la eficiencia como parámetros determinantes.

Observando los diferentes módulos estudiados en la tabla anterior se visualiza que el poseedor de una mayor eficiencia es el LG NEON 2 320N1C-G4 con un 19,5%. Con un precio de 370,4 €, una potencia de 234 W (NOCT) y una relación €/W de 1,58; esta placa FV, aunque ligeramente más cara que las demás, posee unas características de eficiencia, potencia y dimensiones que la hacen más atractiva.

Además, respecto a los aerogeneradores estudiados, se realizará un estudio de los diferentes modelos en función de parámetros como: potencia, impacto visual, impacto auditivo, velocidad de arranque y velocidad de potencia nominal.

Los diferentes captadores renovables examinados vienen contenidos en las tablas inferiores.

Modelo	Tipo	Celulas por modulo	Potencia(W)	Precio(€)	€/W	Longitud(mm)	Anchura(mm)	Eficiencia
TechnoSun	Monocristalino	36	150	180,1	1,2	1485	668	15,12%
TechnoSun	Monocristalino	36	100	113,5	1,13	1005	668	14,90%
TechnoSun	Monocristalino	36	40	50,3	1,25	455	668	12,74%
LG NEON 2 320N1C-G4	Monocristalino	60	234	370,4	1,58	1640	1000	19,50%
KD320GH-4YB Kyocera	Policristalino	80	230	528,2	2,29	1660	1320	14,50%
LDK-270 MA	Monocristalino	60	270	328,4	1,21	1660	986	16,74%

Tabla 7. Comparativa de diferentes módulos FV

Modelo	Velocidad de arranque (m/s)	Velocidad de potencia nominal (m/s)	Potencia(KW)
KLIUX ZEBRA 2 KW	3,5	10	2
WIND SPOT 3,5 KW	3	12	3,5
BORNAY 1,5 KW	3,5	12	1,5

Tabla 8. Parámetros de diferentes aerogeneradores

Considerando que la ley exponencial de Hellman aplicada a nuestra ubicación nos proporciona una velocidad media, a 14 metros de altura (altura de la caseta más altura del soporte del aerogenerador), de 2,8 (m/s) con un factor de rugosidad $\alpha=0,75$ se comprueba la ausencia total de generación energética eólica en la ubicación elegida. De este modo, la viabilidad que supone comprar un aerogenerador es nula en relación al coste/beneficio que se estudia para una infraestructura renovable como la de este TFG.

$$V_h = V_{40} \left(\frac{h}{40}\right)^\alpha$$

V14 (m/s)	2,39
-----------	------

Expresión 40. Ley de Hellman a 14 m de altura y $\alpha=0,75$

5.5. Análisis de las cargas eléctricas en la infraestructura renovable

Los diferentes sistemas de recarga para VE que existen actualmente son:

- Recarga lenta [5] (16 (A), 230 (V)): Cada punto de recarga trabaja con una potencia de 3,7 KW ($P = I * V$). Se tardará una media de 8 horas en llenar la batería de un VE, es decir, 29,6 KWh de media por cada carga completa. Se instalarán 2 puntos de recarga RVE2-PM1 de la marca Circutor [5]



Figura 99. Punto de recarga lenta para VE [5]

- Recarga Semi-rápida [5] (32 (A), 230 (V)): Cada punto de recarga trabaja con una potencia de 7,3 KW ($P = I * V$). Se tardará una media de 4 horas en recargar la batería de un VE, es decir, 29,6 KWh de media por cada carga completa. Se instalará un solo poste de con 1 punto de recarga de la marca URBAN M11[5]



Figura 100. Punto de recarga semi-rápida para VE [5]

- Recarga Super-rápida [5]: Este tipo de recarga emplea una mayor intensidad eléctrica. La potencia de salida es del orden de los 50 KW. La recarga super-rápida debe ser considerada un hecho puntual, esto se debe al desgaste que produce en las baterías del VE. Se explicará de forma descriptiva y se incluirá el impacto energético de este modo de recarga en el tratamiento global de las cargas aunque no se implemente en la instalación final.



Figura 101. Punto de recarga super-rápida para VE [5]

Respecto a las cargas proyectadas, se considerará que cada día dispondrá de un amplio periodo de irradiación en el que los VE podrán recargarse totalmente sin necesidad de acudir al suministro público. Cuando sea necesario acudir al suministro de la red pública, en horario de noche, se dispondrá de una tarifa especial para la recarga del VE correspondiendo con el valle de consumo eléctrico.

- El cálculo de la carga media diaria en donde se incluyen los rendimientos del inversor y de los conductores viene determinada a través de la expresión:

$$L_{md} = \frac{L_{mdDC} + \frac{L_{mdAC}}{\eta_{INV}}}{\eta_{COND}}$$

Expresión 41. Carga media diaria total sin sistema de almacenamiento

Donde:

L_{md} : Carga media diaria total para tres puntos de recarga

L_{mdDC} : Carga media diaria en DC

L_{mdAC} : Carga media diaria en AC

η_{COND} : Rendimiento de los conductores

η_{INV} : Rendimiento del inversor

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

ENERO					
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)
LENTA	3,70	8,00	2,00	1,00	59,20
SEMIRÁPIDA	7,40	4,00	1,00	1,00	29,60
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					114,30
Recargas lentas					2
Recargas semirapidas					1
Recargas rapidas					1
Nº total de recargas					4

FEBRERO					
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)
LENTA	3,70	8,00	2,00	2,00	118,40
SEMIRÁPIDA	7,40	4,00	1,00	1,00	29,60
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					173,50
Recargas lentas					4
Recargas semirapidas					1
Recargas rapidas					1
Nº total de recargas					6

MARZO					
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)
LENTA	3,70	8,00	2,00	3,00	177,60
SEMIRÁPIDA	7,40	4,00	1,00	3,00	88,80
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					291,90
Recargas lentas					6
Recargas semirapidas					3
Recargas rapidas					1
Nº total de recargas					10

Tabla 9. Recargas enero, febrero y marzo

ABRIL					
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)
LENTA	3,70	8,00	2,00	4,00	236,80
SEMIRÁPIDA	7,40	4,00	1,00	2,00	59,20
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					321,50
Recargas lentas					8
Recargas semirapidas					2
Recargas rapidas					1
Nº total de recargas					11

MAYO					
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)
LENTA	3,70	8,00	2,00	4,00	236,80
SEMIRÁPIDA	7,40	4,00	1,00	4,00	118,40
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					380,70
Recargas lentas					8
Recargas semirapidas					4
Recargas rapidas					1
Nº total de recargas					13

Tabla 10. Recargas abril y mayo

CAPÍTULO 5. CALCULO DE LA INFRAESTRUCTURA GENERADORA MEDIANTE ENERGÍA RENOVABLE

JUNIO						
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)	
LENTA	3,70	8,00	2,00	4,00	236,80	
SEMI RÁPIDA	7,40	4,00	1,00	4,00	118,40	
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	2,00	51,00	
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					406,20	
					Recargas lentas	8
					Recargas semirapidas	4
					Recargas rapidas	2
					Nº total de recargas	14

JULIO						
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)	
LENTA	3,70	8,00	2,00	5,00	296,00	
SEMI RÁPIDA	7,40	4,00	1,00	4,00	118,40	
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50	
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					439,90	
					Recargas lentas	10
					Recargas semirapidas	4
					Recargas rapidas	1
					Nº total de recargas	15

AGOSTO						
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)	
LENTA	3,70	8,00	2,00	4,00	236,80	
SEMI RÁPIDA	7,40	4,00	1,00	4,00	118,40	
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50	
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					380,70	
					Recargas lentas	8
					Recargas semirapidas	4
					Recargas rapidas	1
					Nº total de recargas	13

Tabla 11. Recargas junio, julio y agosto

SEPTIEMBRE						
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)	
LENTA	3,70	8,00	2,00	3,00	177,60	
SEMI RÁPIDA	7,40	4,00	1,00	3,00	88,80	
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50	
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					291,90	
					Recargas lentas	6
					Recargas semirapidas	3
					Recargas rapidas	1
					Nº total de recargas	10

OCTUBRE						
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)	
LENTA	3,70	8,00	2,00	2,00	118,40	
SEMI RÁPIDA	7,40	4,00	1,00	2,00	59,20	
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50	
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					203,10	
					Recargas lentas	4
					Recargas semirapidas	2
					Recargas rapidas	1
					Nº total de recargas	7

Tabla 12. Recargas septiembre y octubre

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

NOVIEMBRE					
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)
LENTA	3,70	8,00	2,00	1,00	59,20
SEMIRÁPIDA	7,40	4,00	1,00	1,00	29,60
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	2,00	51,00
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					139,80
				Recargas lentas	2
				Recargas semirapidas	1
				Recargas rapidas	2
				Nº total de recargas	5

DICIEMBRE					
Tipo de recarga	Potencia (kW)	Duración (h)	Nº Puestos	Nº de recargas por puesto	Energía (kWh/día)
LENTA	3,70	8,00	2,00	0,50	29,60
SEMIRÁPIDA	7,40	4,00	1,00	1,00	29,60
RÁPIDA	51,00	0,50	1,00	1,00	25,50
DEMANDA TOTAL DIARIA (Kwh)					84,70
				Recargas lentas	1
				Recargas semirapidas	1
				Recargas rapidas	1
				Nº total de recargas	3

Tabla 13. Recargas noviembre y diciembre

Realizando un desglose del número de recargas mensual totales y diferenciándolas en los subtipos: Rápido, semi-rápido y lenta se podrá visualizar (tablas de la 14 a la 17) el número de recargas máximo por mes sin utilizar la RBT.

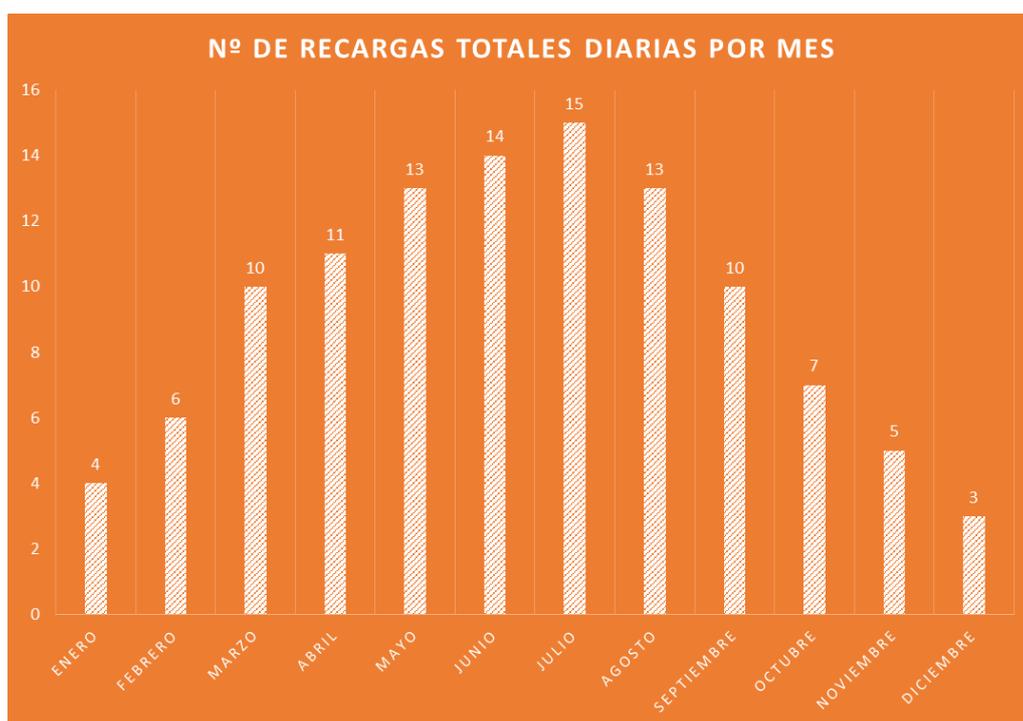


Tabla 14. Número de recargas totales diarias mensual

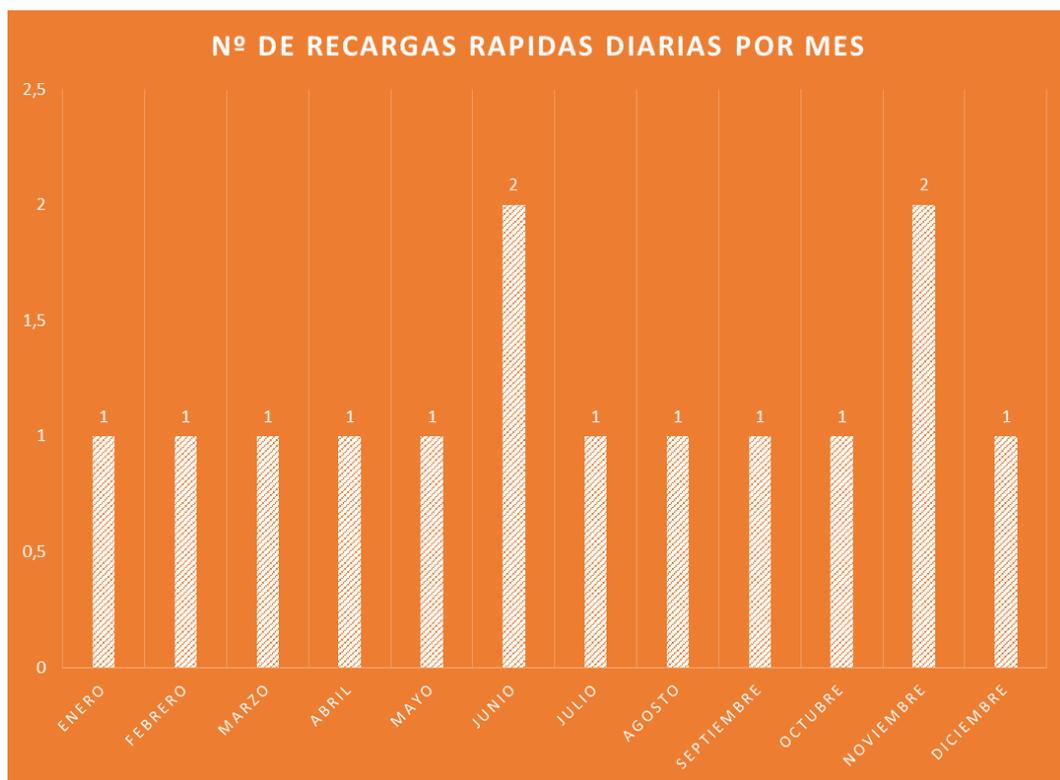


Tabla 15. Número de recargas rápidas diarias mensuales

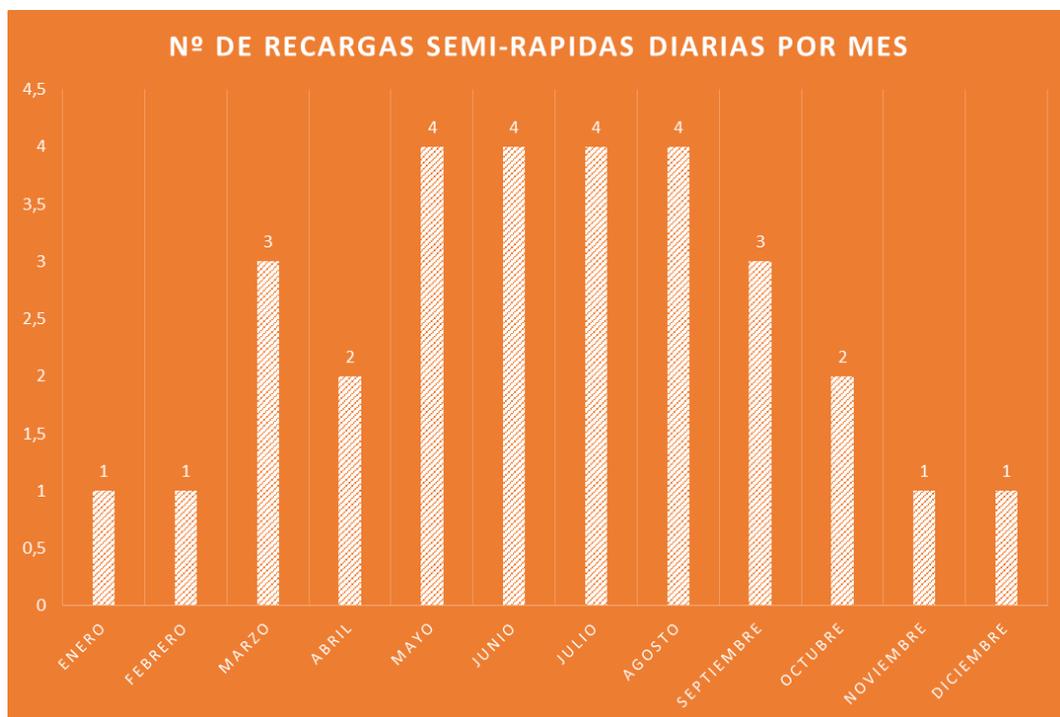


Tabla 16. Número de recargas semi-rápidas diarias mensuales

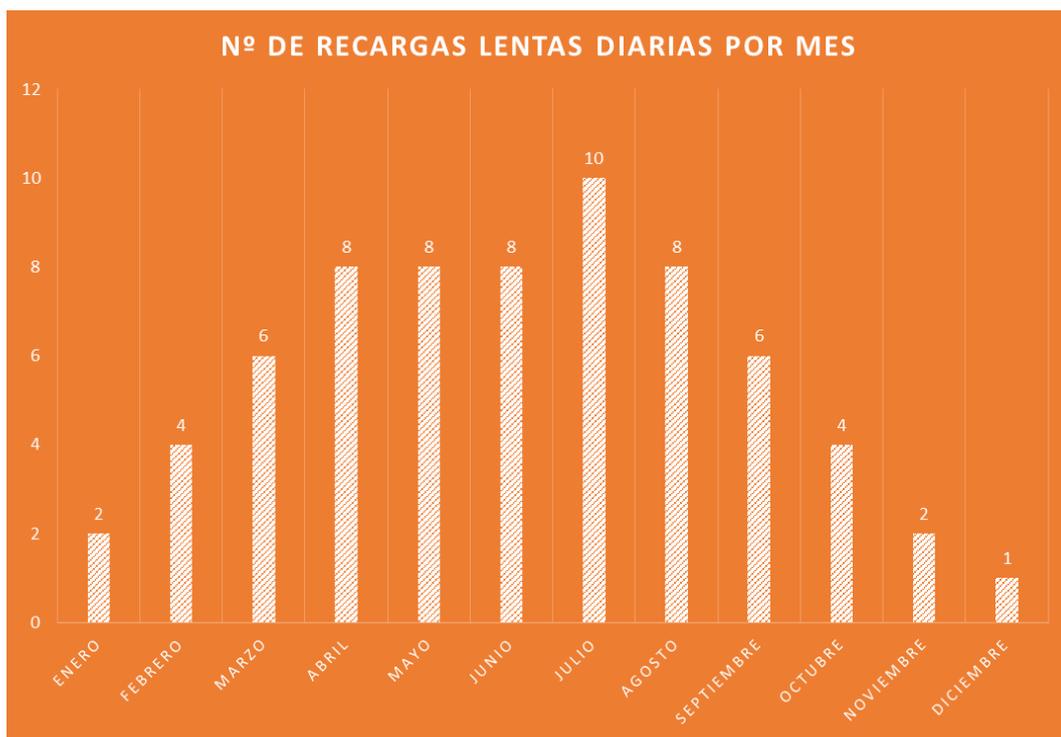


Tabla 17. Número de recargas lentas diarias mensuales

5.6. Calculo del generador

A continuación se procederá a establecer el despliegue de los módulos FV, la producción energética de dichos paneles, el balance energético entre la carga y el generador y, por último, dos posibles esquemas genéricos de la infraestructura renovable.

5.6.1. Despliegue de los módulos FV

Como ya se visualizó en el anterior punto, ha sido elegido para formar el generador renovable el panel LG NEON 2 320N1C-G4.

A continuación se indicará la colocación de los módulos FV en la superficie disponible. Además, se establecerán las interconexiones existentes entre el generador FV y sus componentes de apoyo. Considerando las diferentes dimensiones que afectan a la instalación del generador FV en cada una de las áreas se contemplará:

- Distancia de seguridad de 80 cm entre conjuntos de filas de 2 paneles FV con el fin de que los operarios especializados trabajen en su arreglo y mantenimiento.

- Área 5 (19680 x 4800): 48 módulos FV, área 6 (6560 x 2000): 8 módulos FV y Área 7(Negra) (6560 x 2000): 8 módulos FV



Figura 108. Áreas 5, 6 y 7

Los paneles FV se colocarán siguiendo la orientación Sur-SurEste (SSE) coincidiendo el largo de los paneles FV con dicha dirección. Además, los módulos FV no generarán impacto visual ni sombras sobre si mismos ya que se colocarán en estado coplanar respecto a las diferentes superficies con ángulo de inclinación 0°.

5.6.2. Producción energética de los módulos FV

El proceso de cálculo con el que se obtienen los resultados de producción energética mensual, considerando la influencia de la temperatura, viene descrito en los siguientes pasos:

- En primer lugar, se calculará el valor máximo de irradiancia global sobre un plano fijo (G_{solar}) (KW/m^2) de un día típico de cada mes del año. Los datos se obtendrán de las tablas de irradiación diaria, hora a hora, contenidas en el anexo (Enlace al Anexo 1) de este TFG. Los resultados, se pueden observar en la tabla inferior, representan el máximo valor a las 12:00 hora solar de un día típico de cada mes:

Día Típico/Mes	Gsolar (promedio PVGIS)(KW/m2)
Enero	0,57
Febrero	0,65
Marzo	0,82
Abril	0,84
Mayo	0,89
Junio	0,89
Julio	0,93
Agosto	0,90
Septiembre	0,81
Octubre	0,72
Noviembre	0,60
Diciembre	0,53
Media anual	0,76

Tabla 18. Irradiancia promedio diaria mes a mes

- En el segundo paso se obtendrá la potencia máxima por panel, inicialmente sin influencia de la temperatura. Previamente, se realizaran una serie de cálculos basados en las expresiones 42 a 45:

$$VOC_{(Gsolar)} \approx VOC_{STC}$$

Expresión 42. Tensión a circuito abierto de panel

$$ISC_{Gsolar} = G_{solar} * \frac{ISC_{STC}}{1000}$$

Expresión 43. Corriente de cortocircuito

$$FF_{STC} = \frac{Pmax_{STC}}{ISC_{STC} * VOC_{STC}}$$

Expresión 44. Factor de forma del panel en STC

$$FF_{Gsolar} = FF_{STC} - \frac{1000 - G_{solar}}{10000}$$

Expresión 45. Factor de forma del panel considerando la irradiancia solar

Combinando las expresiones anteriores se obtiene la potencia máxima por panel sin influencia de la temperatura. En la tabla inferior pueden observarse los resultados obtenidos mes a mes en cada parámetro.

$$P_{max (Gsolar)} = FF_{(Gsolar)} * ISC_{Gsolar} * VOC_{(Gsolar)}$$

Expresión 46. Potencia máxima por panel sin influencia de la temperatura

CAPÍTULO 5. CALCULO DE LA INFRAESTRUCTURA GENERADORA MEDIANTE ENERGÍA RENOVABLE

Día Típico/Mes	HSP	Tambiente (AEMET) °C	Gsolar (promedio PVGIS)(KW/m2)	Voc G (V)	Isc G (A)	Factor Forma (FF Gsolar)	Pmax G (kW)
Enero	3,77	17,6	0,57	40,9	5,69	0,7351	0,17
Febrero	4,62	17,9	0,65	40,9	6,52	0,7434	0,20
Marzo	6,24	18,9	0,82	40,9	8,22	0,7603	0,26
Abril	6,7	19,5	0,84	40,9	8,41	0,7622	0,26
Mayo	7,4	20,6	0,89	40,9	8,90	0,7671	0,28
Junio	7,62	22,5	0,89	40,9	8,90	0,7671	0,28
Julio	7,8	24	0,93	40,9	9,33	0,7713	0,29
Agosto	7,24	24,6	0,90	40,9	9,09	0,7689	0,29
Septiembre	6,14	24,4	0,81	40,9	8,12	0,7593	0,25
Octubre	5,12	22,9	0,72	40,9	7,22	0,7503	0,22
Noviembre	3,98	20,9	0,60	40,9	6,01	0,7383	0,18
Diciembre	3,45	18,9	0,53	40,9	5,36	0,7318	0,16
Media anual	5,85	21,1	0,76	40,9	7,65	0,7546	0,24

Tabla 19. Cálculos realizados para obtener la potencia máxima

- En tercer lugar se calcularán la temperatura del panel FV, la potencia máxima por panel y la energía por panel con influencia de la temperatura. Pueden observarse el cálculo de dichos parámetros en las siguientes expresiones:

$$T_{cell(Gsolar)} = T_{amb} + G_{solar} * \frac{T_{cell(NOCT)} - 20}{800}$$

Expresión 47. Temperatura de la célula FV

$$P_{maxT_{cell}} = P_{max(Gsolar)} * [1 + TK_{Pmax} * (T_{cell(Gsolar)} - 25)]$$

Expresión 48. Potencia máxima del panel con influencia de la temperatura

- El último paso será el cálculo de la energía máxima del panel FV con influencia de la temperatura. Únicamente se ha de multiplicar la HSP por la potencia máxima calculada en la anterior expresión.

Día Típico/Mes	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)	Energía panel (KWh / día mes)
Enero	36,00	0,17	0,64
Febrero	38,99	0,20	0,92
Marzo	45,49	0,26	1,59
Abril	46,70	0,26	1,76
Mayo	49,40	0,28	2,07
Junio	51,30	0,28	2,13
Julio	54,16	0,29	2,29
Agosto	53,98	0,29	2,07
Septiembre	50,66	0,25	1,55
Octubre	46,24	0,22	1,13
Noviembre	40,34	0,18	0,72
Diciembre	36,22	0,16	0,55
Media anual	45,79	0,24	1,45

Tabla 20. Temperatura de la célula FV, potencia máxima y energía del panel con influencia de la temperatura

La generación energética total de los 192 paneles FV viene representada en la tabla inferior. En dicha tabla se observa la producción en un día típico de cada mes del año.

MES	Energía diaria GFV (KW/h)
Enero	123,7
Febrero	175,8
Marzo	306,0
Abril	337,1
Mayo	396,6
Junio	408,3
Julio	440,1
Agosto	396,7
Septiembre	297,0
Octubre	217,5
Noviembre	138,6
Diciembre	106,2
Media anual	278,6

Tabla 21. Generación energética mensual

5.6.3. Balance energético carga-generador

Una vez se conocen los valores de producción energética, mes a mes, por panel FV con la influencia de la temperatura se procederá al cálculo del factor de utilización indicativo del superávit o déficit existente. Vendrá definido por la expresión y la tabla inferiores:

$$F_i = \frac{N^{\circ} \text{ paneles propuestos} * \text{Factor de perdidas por panel} * \text{Potencia Panel (Cada Mes)}}{\text{Carga diaria fija}}$$

Expresión 49. Cálculo del factor de utilización considerando 1 el factor de pérdidas

MES	Carga diaria total (KWh/día)	Energía GFV por panel y día(KWh)	Nº Paneles necesario para cubrir carga total	Factor utilización (Fi)
Enero	177,60	0,64	276	0,70
Febrero	177,60	0,92	194	0,99
Marzo	177,60	1,59	111	1,72
Abril	177,60	1,76	101	1,90
Mayo	177,60	2,07	86	2,23
Junio	177,60	2,13	84	2,30
Julio	177,60	2,29	77	2,48
Agosto	177,60	2,07	86	2,23
Septiembre	177,60	1,55	115	1,67
Octubre	177,60	1,13	157	1,22
Noviembre	177,60	0,72	246	0,78
Diciembre	177,60	0,55	321	0,60
MEDIA	177,60	1,45	122	1,57

Tabla 22. Carga diaria, energía por panel FV, nº de paneles necesarios y factor de utilización

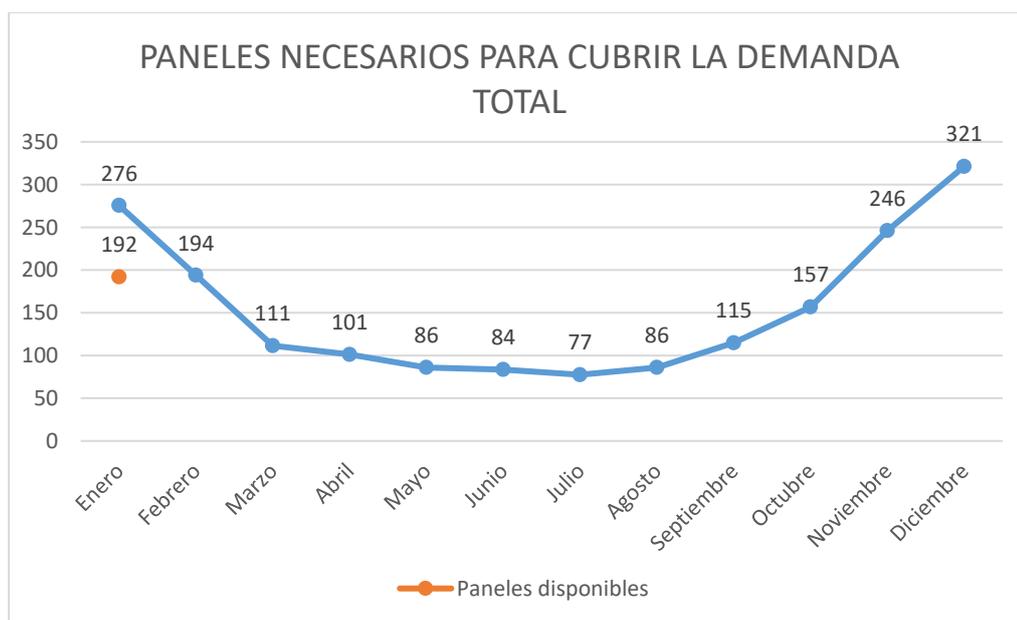


Figura 109. Número de paneles FV mínimos necesarios para cubrir la demanda

Las tablas 23 y 24 representan el balance energético de los 192 paneles FV sobre una carga fija de referencia de 177,6 kWh y, también, los excesos o déficits que dicho balance representa. Previamente, en el subpunto 5.5 se han realizado las hipótesis de carga adecuada a la producción máxima de cada mes con el objetivo de no recurrir a la RBT.

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

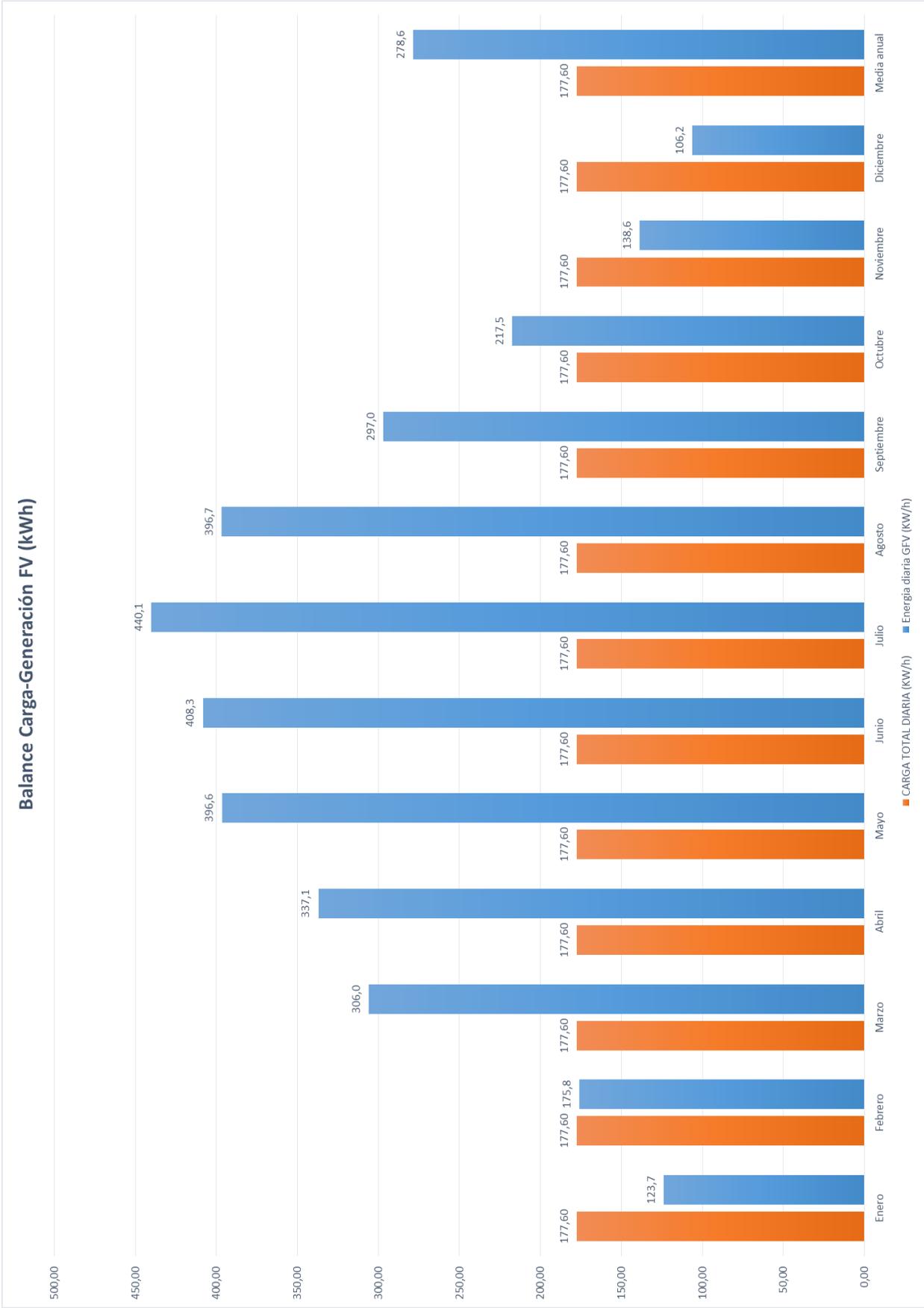


Tabla 23. Balance energético carga-generación

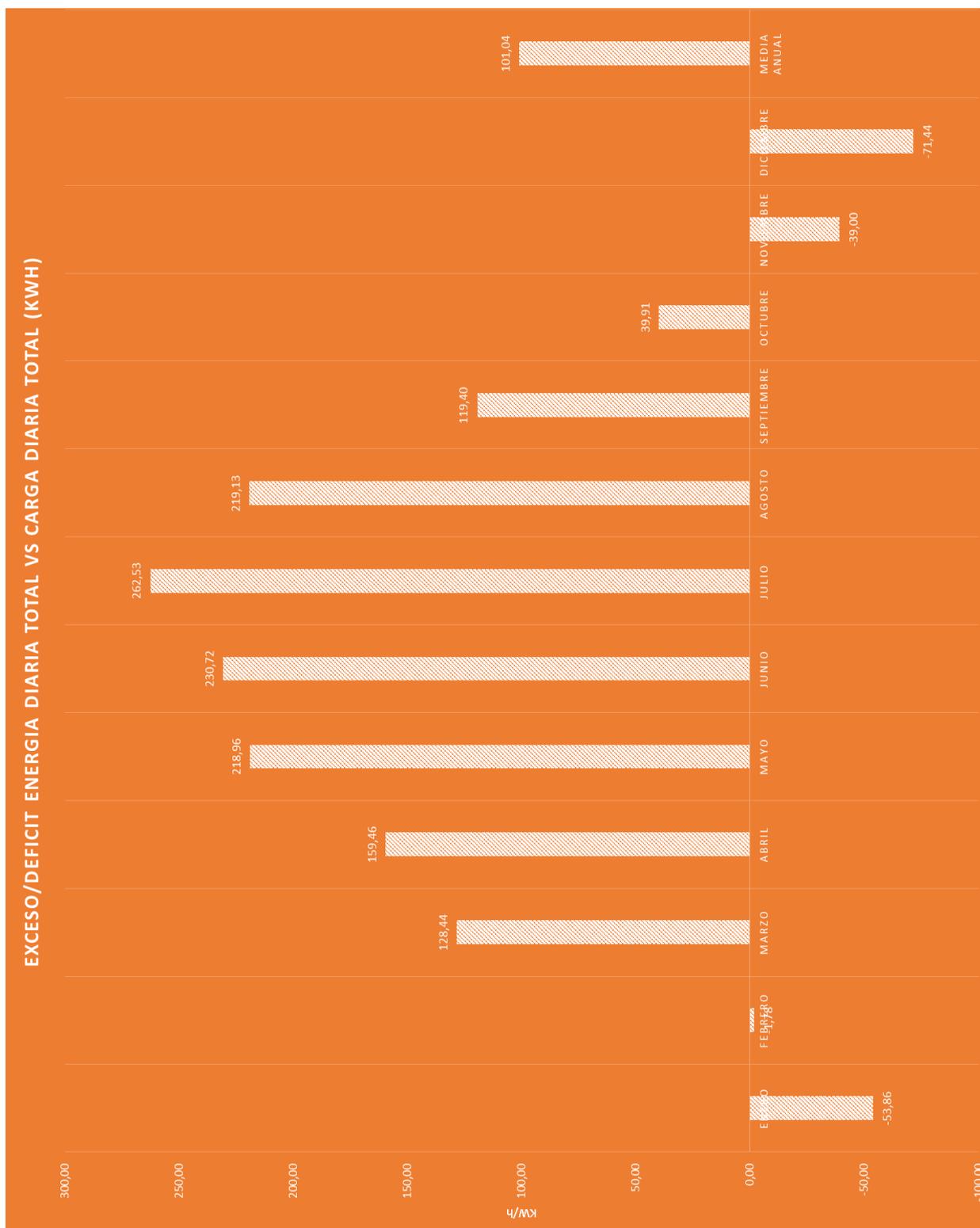


Tabla 24. Exceso/Deficit energético diario Vs carga diaria total

5.6.4. Esquema de conexión eléctrica generador-red

Un posible esquema de conexión entre el generador renovable y la carga se puede apreciar en la figura inferior. En dicho esquema se ha incluido un sistema de almacenamiento basado en baterías.

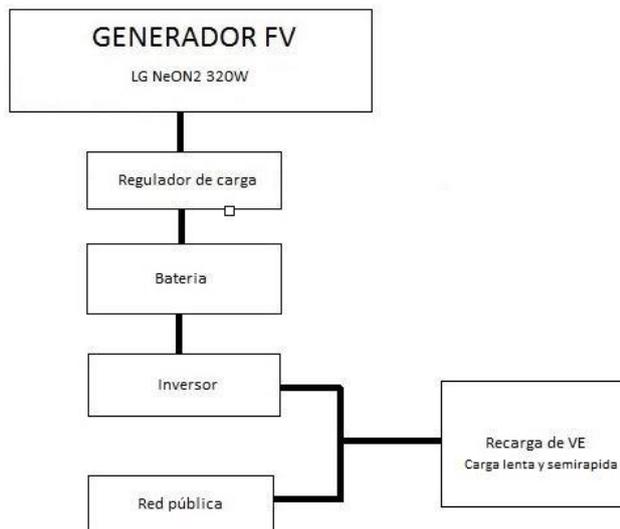


Figura 110. Esquema general de conexión con baterías

El esquema de conexión que se va a implementar en esta infraestructura de energías renovables prescinde del elemento de almacenamiento. Los VE cargarán sus baterías con la energía producida mediante la infraestructura renovable, en las horas diurnas. En las horas nocturnas, también se podrá recargar el VE a través de la conexión a la red de distribución pública aprovechando el valle de consumo eléctrico en dicho periodo de tiempo. Todo lo anterior se puede apreciar en la figura inferior.

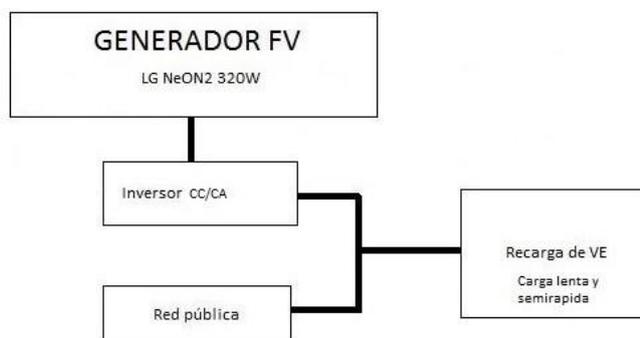


Figura 111. Esquema general de conexión sin baterías

El esquema eléctrico de la conexión del generador a la red existente viene definido en la ITC-BT-40 mostrado en el apartado 9.

5.7. Elección del inversor

Las expresiones que influyen en la elección del inversor que realizará el cambio de CC, procedente del GFV, a CA deben contemplar la influencia de la temperatura:

- Tensión a circuito abierto a una temperatura del panel FV concreta:

$$V_{OC(T_{cell})} = V_{OC(G_{solar})} * [1 + TK_{Voc} * (T_{cell(G_{solar})} - 25^{\circ})]$$

Expresión 50. Tensión a circuito abierto a una determinada temperatura [43]

Donde:

$V_{OC(T_{cell})}$: Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula x° c.

$V_{OC(G_{solar})}$: Tensión a circuito abierto del panel para un determinado día de un mes concreto.

TK_{Voc} : Constante de temperatura para la tensión a circuito abierto.

$T_{cell(G_{solar})}$: Temperatura media mensual de la célula FV.

- Intensidad de cortocircuito a una temperatura del panel FV determinada:

$$I_{SC(T_{cell})} = I_{SC(G_{solar})} * [1 + TK_{Isc} * (T_{cell(G_{solar})} - 25^{\circ})]$$

Expresión 51. Intensidad de cortocircuito a una determinada temperatura [43]

Donde:

$I_{SC(T_{cell})}$: Intensidad de corto circuito del panel a una temperatura de célula x° c.

$I_{SC(G_{solar})}$: Intensidad de corto circuito del panel para un determinado día de un mes concreto.

TK_{Isc} : Constante de temperatura para la intensidad en corto circuito.

$T_{cell(G_{solar})}$: Temperatura media mensual de la célula FV.

- Potencia de entrada al inversor: El cálculo de la potencia de entrada al inversor se realizará de una forma sencilla mediante la expresión 52 en donde se visualiza la potencia suministrada por cada subcampo FV.

$$P_{entrada} = n^{\circ} \text{ Strings en paralelo} * n^{\circ} \text{ de paneles por String}$$

Expresión 52. Potencia de entrada al inversor por cada subcampo

En la tabla 25 se puede observar el subcampo tipo del GFV diseñado. Estará compuesto por 32 paneles FV. Por tanto, al contar con 192 paneles FV, el generador renovable contendrá 6 subcampos, cada uno de ellos con su correspondiente inversor.

Subcampo Tipo (32 paneles FV)	
Número de paneles en serie (String)	16
Strings en paralelo	2

Tabla 25. Configuración de cada subcampo del GFV con inversor

Al realizar un análisis de cada área, considerando el número de paneles en serie por cada string como los string en paralelo, se observará que tanto la tensión como la corriente de salida procedente de cada subcampo del GFV, así como la potencia, entran en los rangos de funcionamiento del inversor elegido. En la tabla 26 se puede observar con mayor claridad lo expuesto.

Mes	Voc_Tcell(GFV)(V)	Isc_Tcell(GFV)(A)	Potencia (KW)
Julio	600,97	18,82	
Enero	634,25	11,41	
Media	617,61	15,12	7,488
DATOS INVERSOR			
	Vmpp (dato inversor)(V)	I _{max} entrada (A)	Potencia max CC (KW)
	335 a 800	25,40	8

Tabla 26. Tensión, intensidad y potencia del subcampo tipo comparados con los datos del inversor

El inversor escogido será el *ABB PVS300*. Las características eléctricas de este inversor vienen descritas en la tabla inferior.

Datos técnicos y tipos					
Código de tipo	PVS300-TL-3300W-2	PVS300-TL-4000W-2	PVS300-TL-4600W-2	PVS300-TL-6000W-2	PVS300-TL-8000W-2
Entrada (CC)					
Potencia FV nominal (P_{PV})	3400 W	4100 W	4700 W	6100 W	8100 W
Potencia FV máxima (P_{PVmax})	3700 W	4500 W	5200 W	6700 W	8900 W
Rango de tensión de CC, mpp (U_{CC})	335 a 800 V				
Tensión máx. de CC ($U_{CC,max}$)	900 V				
Tensión nominal de CC (U_N)	480 V				
Corriente máx. de CC ($I_{CC,max}$)	10,5 A	12,7 A	14,6 A	19,0 A	25,4 A
Número de entradas CC (paralelo)	4, con conectores rápidos MC4				
Salida (CA)					
Potencia nominal de salida CA (P_{CA})	3300 W	4000 W	4600 W	6000 W	8000 W
Corriente nominal de CA ($I_{CA,nom}$)	14,3 A	17,4 A	20,0 A	26,1 A	34,8 A
Tensión nominal ($V_{CA,nom}$)	230 V				
Tensión de red, rango de operación ¹⁾	180 a 276 V				
Frecuencia de red, rango de operación (f_{CA}) ²⁾	47 a 63 Hz				
Distorsión armónica de la corriente de red (K_{CA})	< 3%				
Factor de potencia (cos ϕ)	1				
Conexión de red	Monofásica: L, N y PE				

Tabla 27. Datos eléctricos del inversor ABB PVS300

- Los strings (16 paneles FV) que forman cada uno de los subcampos están numerados del 1 al 12. Dos strings en paralelo forman un subcampo que a su vez está unido a un inversor. La numeración de cada uno de los subcampos vendrá dada por la siguiente figura.



Figura 112. Asociación de strings a cada subcampo

En las figuras 113 a 115 se observará la numeración de cada uno de los paneles FV respecto al string al que pertenecen y, por tanto, en que subcampo se encuentran situados.

6. Calculo de la instalación eléctrica

En este punto, se calcularán las dimensiones de los conductores, las canalizaciones y las protecciones tanto de la zona de generación como la de carga. Previamente se llevará a cabo un estudio teórico de los criterios que influyen en la elección de los conductores. El esquema unifilar de dicha instalación puede observarse en el capítulo 9 como plano nº 1.

6.1. Criterios que influyen en la elección de los conductores

Los dos criterios fundamentales que han de considerarse para el dimensionado de los conductores de cualquier infraestructura renovable son:

- Criterio de la intensidad máxima admisible: En el quinto punto de la ITC-BT-40 se explica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad que pase por ellos. La expresión sería:

$$I_{GFV_{BT-40}} = I_{GFV} * 1.25$$

Expresión 53. Criterio de máxima intensidad admisible [44]

Donde:

$I_{GFV_{BT-40}}$: Corriente máxima que no debe ser superada

I_{GFV} : Corriente del generador FV

1,25: Hace referencia a la variación de la intensidad en un 125% respecto a la corriente original del generador.

- Otro coeficiente (BT-6, punto 4.2.2) que debe tenerse en cuenta es el de corrección debido a la exposición solar prolongada. Aplicando un factor de corrección 0,9 se obtendría:

$$I_{GFV_{BT-6}} = \frac{I_{GFV_{BT-40}}}{0,9}$$

Expresión 54. Coeficiente de corrección debido a la exposición solar [44]

- Criterio de la máxima caída de tensión: La caída de tensión entre el GFV y el punto donde se conecta a la LIG no será superior al 1,5% del valor para la intensidad nominal.

$$V_{GFV_{BT-40}} = V_{GFV} * 0,015$$

Expresión 55. Criterio de máxima caída de tensión [44]

Donde:

$V_{GFV_{BT-40}}$: Tensión una vez aplicado el parámetro de distribución de la tensión desde el GFV hasta el inversor.

V_{GFV} : Tensión original del GFV.

0,015: Valor porcentual que elige el usuario a la hora de establecer el cálculo bajo el criterio de máxima caída de tensión. El valor máximo que se le puede dar es del 1,5%

- Comparación entre la corriente de cortocircuito en modo STC y la corriente teórica del cable elegido

$$I_{SC_{STC}} < I_{cable\ elegido}$$

Expresión 56. Criterio de elección a partir de la corriente de cortocircuito modo STC

- Calculo de la sección teórica del cable

$$S = \frac{2(monofasico)*L*I}{\gamma*V}$$

Expresión 57. Calculo de la sección teórica del cable

Donde:

S: Sección del cable (mm^2)

L: Longitud del cable (m)

I: Intensidad que pasa por el conductor (A)

γ : Conductividad del cobre a $90^\circ = 44 \text{ (} \frac{m}{\Omega} * mm^2 \text{)}$

V: Producto entre la caída de tensión (%) y la tensión

6.2. Zona del generador

Los conductores que pueden encontrarse en la zona de generación deben estar adaptados a las exigencias de los dispositivos FV existentes; así mismo, las protecciones de esta área de la infraestructura renovable han de cumplir con las especificidades particulares exigidas en las normas técnicas correspondientes.

6.2.1. Conductores en la zona de corriente continua

Observando los cables disponibles en el mercado para instalaciones FV se optará por el Tecsun PV1-F (AS) para los tramos comprendidos entre el GFV, las CCG y los inversores y por el Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS) para los tramos aguas abajo del inversor. Todos ellos de la marca comercial Prysmian. En las tablas 28 y 29 puede observarse mejor cada una de las características de estos conductores.

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión (continua o alterna cos φ = 1) V/A km
1x1,5	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica (corriente continua o alterna) en bandeja al aire (40°C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (1x monofásica).

Radio mínimo de curvatura = 3 x diámetro exterior. Tensión máxima de tracción: 15 N/mm² en posición final, 50 N/mm² durante la instalación.

Tabla 28. Características técnicas del cable Tecsun PV (PV1-F) (AS) [35]

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1.5	0.7	5.7	42	13.3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2.5	0.7	6.2	60	7.98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0.7	6.8	74	4.95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0.7	7.3	96	3.3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0.7	8.4	140	1.91	68	58	4	3,31
1 x 16	0.7	9.4	195	1.21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0.9	11	290	0.78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0.9	12.6	395	0.55	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14.2	550	0.38	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1.1	15.8	750	0.27	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1.1	17.9	970	0.20	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1.2	19	1200	0.16	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1.4	21.2	1480	0.12	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1.6	23.9	1866	0.10	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1.7	26.9	2350	0.08	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1.8	29.5	3063	0.06	630	380	0,14	0,19
2 x 1.5	0.7	8.7	105	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
2 x 2.5	0.7	9.6	136	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
2 x 4	0.7	10.5	175	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
2 x 6	0.7	11.7	230	3.3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0.7	14	345	1.91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0.7	16.9	503	1.21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0.9	20.4	780	0.78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0.9	23.4	1060	0.55	154	140	1,34	1,16
2 x 50	1	26.8	1448	0.38	188	166	0,99	0,88
3 G 1.5	0.7	9.2	120	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2.5	0.7	10.1	160	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0.7	11.1	215	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
3 G 6	0.7	12.3	282	3.3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0.7	14.7	430	1.91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0.7	17.8	650	1.21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0.9	21.4	946	0.78	110	96	1,62	1,38

Tabla 29. Características técnicas del cable Afumex 1000 V (AS) [35]

En primer lugar, se observarán todos los tramos comprendidos entre los strings de paneles FV y las CCG. A continuación, se realizará el estudio de los tramos entre las CCG y los inversores. En estos dos tipos de tramos se tendrán en cuenta los criterios de caída de tensión, intensidad máxima, el factor de corrección solar expuestos anteriormente y los cálculos de sección. La caída de tensión elegida, considerando las distancias de los diferentes tramos y lo que resta de instalación generadora, es de 0.6% para cada uno de los tramos. Esto implica un 1.2% de caída de tensión entre los strings y la entrada del inversor, restando un 0.3% para el resto de tramos (de mucha menor longitud) comprendidos entre el inversor y la LIG. En las tablas de la 30 a la 34 se visualizarán los tramos 1 a 18, es decir, desde los paneles FV hasta las CCG y desde las CCG hasta los inversores.

CAPÍTULO 6. CALCULO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Tramos Panel-CCG y CCG-Inversores	Tramo 1 (CC)	Tramo 2 (CC)	Tramo 3 (CC)	Tramo 4 (CC)
Nº de String por tramo	1	1	1	1
Nº paneles FV por String	16	16	16	16
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44	44
Longitud (m)	8	16	12	17
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	12,56	12,56	12,56	12,56
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Voc_STC (V)	654,4	654,4	654,4	654,4
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	1,16	2,33	1,75	2,47
Cable elegido	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F
Sección elegida del cable (mm2)	4	4	4	4
Reducción de intensidad (Factor 0,9 BT-6 Exposición solar)	41,4	41,4	41,4	41,4
I _{max} que soporta el cable (A)	46	46	46	46
V _{max} que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120	120

Tabla 30. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 1 – 4

Tramos Panel-CCG y CCG-Inversores	Tramo 5 (CC)	Tramo 6 (CC)	Tramo 7 (CC)	Tramo 8 (CC)
Nº de String por tramo	1	1	1	1
Nº paneles FV por String	16	16	16	16
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44	44
Longitud (m)	7	20	18	22
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	12,56	12,56	12,56	12,56
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Voc_STC (V)	654,4	654,4	654,4	654,4
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	1,02	2,91	2,62	3,20
Cable elegido	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F
Sección elegida del cable (mm2)	4	4	4	4
Reducción de intensidad (Factor 0,9 BT-6 Exposición solar)	41,4	41,4	41,4	41,4
I _{max} que soporta el cable (A)	46	46	46	46
V _{max} que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120	120

Tabla 31. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 5 – 8

Tramos Panel-CCG y CCG-Inversores	Tramo 9 (CC)	Tramo 10 (CC)	Tramo 11 (CC)	Tramo 12 (CC)
Nº de String por tramo	1	1	1	1
Nº paneles FV por String	16	16	16	16
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44	44
Longitud (m)	30	32	33	31
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	12,56	12,56	12,56	12,56
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Voc_STC (V)	654,4	654,4	654,4	654,4
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	4,36	4,65	4,80	4,51
Cable elegido	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F
Sección elegida del cable (mm2)	6	6	6	6
Reducción de intensidad (Factor 0,9 BT-6 Exposición solar)	53,1	53,1	53,1	53,1
I _{max} que soporta el cable (A)	59	59	59	59
V _{max} que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120	120

Tabla 32. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 9 – 12

En las siguientes tablas se observarán los tramos del 13 a 18 (desde las CCG hasta los inversores)

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Tramos Panel-CCG y CCG-Inversores	Tramo 13 (CC)	Tramo 14 (CC)	Tramo 15 (CC)
Nº de String por tramo	2	2	2
Nº paneles FV por String	16	16	16
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44
Longitud (m)	17	17	8
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	25,13	25,13	25,13
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,60%	0,60%	0,60%
Voc_STC (V)	654,4	654,4	654,4
Sección calculada (mm ²) (Criterio caída de tensión)	4,94	4,94	2,33
Cable elegido	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F
Sección elegida del cable (mm ²)	6	6	4
Reducción de intensidad (Factor 0,9 BT-6 Exposición solar)	53,1	53,1	41,4
I _{max} que soporta el cable (A)	59	59	46
V _{max} que soporta el cable (V)	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120

Tabla 33. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 13 – 15

Tramos Panel-CCG y CCG-Inversores	Tramo 16 (CC)	Tramo 17 (CC)	Tramo 18 (CC)
Nº de String por tramo	2	2	2
Nº paneles FV por String	16	16	16
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44
Longitud (m)	7	14	15
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	25,13	25,13	25,13
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,60%	0,60%	0,60%
Voc_STC (V)	654,4	654,4	654,4
Sección calculada (mm ²) (Criterio caída de tensión)	2,04	4,07	4,36
Cable elegido	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F	Tecsun PV1-F
Sección elegida del cable (mm ²)	4	6	6
Reducción de intensidad (Factor 0,9 BT-6 Exposición solar)	41,4	53,1	53,1
I _{max} que soporta el cable (A)	46	59	59
V _{max} que soporta el cable (V)	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120

Tabla 34. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 16 – 18

Como se ha observado, la sección del cable elegido y la intensidad asociada a la misma cumplen con los criterios exigidos. De este forma, en el peor de los casos (tramo 14), se puede ver como la sección elegida del cable Tecsun PV1-F (AS) es de 6 mm² y 59 (A) su intensidad máxima mientras que la sección necesaria calculada es de 5.49 mm² con una intensidad máxima de 28 (A).

6.2.2. Protecciones en la zona de corriente continua

Las protecciones desplegadas en la parte de CC del generador son:

- Fusibles: cada uno de los String que, unidos en subcampos, forman el GFV estará protegido por un fusible. Estos fusibles se encuentran

dentro de la CCG. En la configuración que se ha dado a cada uno de los subcampos del GFV se contaría con 4 string, es decir, 12 string en total y por tanto 12 fusibles protectores. Las reglas que determinan el valor de amperaje con que debe contar un fusible se encuentran en la página 4 de la Guía BT-22 ([Hipervínculo hacia bibliografía](#)):

➤ Primera regla contra sobrecarga:

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable (o conductor) contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

- 1) $I_B \leq I_n \leq I_2$
- 2) $I_2 \leq 1,45 I_2$

Siendo:

- I_B corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.
- I_2 corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado (ver GUÍA-BT-19 pto. 2.2.3 y la norma UNE 20460-5-523).
- I_n corriente asignada del dispositivo de protección.
Nota: Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación seleccionada.
- I_2 corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo (t_c tiempo convencional según norma).

El valor de I_2 se indica en la norma de producto o se puede leer en las instrucciones o especificaciones proporcionadas por el fabricante:

$$I_2 = 1,45 I_n \text{ (para interruptores según UNE EN 60898 o UNE EN 61009)}$$

$$I_2 = 1,30 I_n \text{ (para interruptores según UNE EN 60947-2)}$$

En el caso de fusibles, la característica equivalente a la I_2 de los interruptores automáticos es la denominada I_f (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles del tipo gG toma los valores siguientes:

$$I_f = 1,60 I_n \quad \text{si} \quad I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1,90 I_n \quad \text{si} \quad 4A < I_n < 16A$$

$$I_f = 2,10 I_n \quad \text{si} \quad I_n \leq 4A$$

Figura 116. Primera regla de protección contra sobrecarga

Además, en la Norma UNEEN60269/1 tabla 3, clase gG se encuentran los valores normalizados de I_n e I_{f5} :

Intensidad Nominal del Fusible I_n (A)	Intensidad de Fusión I_{f5} (A)	Intensidad Nominal del Fusible I_n (A)	Intensidad de Fusión I_{f5} (A)
25	140	200	1300
32	180	250	1700
40	220	315	2200
50	280	400	2800
63	350	500	3600
80	460	630	5000
100	600	800	7000
160	1000	1000	9000

Tabla 35. Valores normalizados de I_n e I_{f5}

➤ Segunda regla contra cortocircuito:

Todo dispositivo de protección contra cortocircuitos deberá cumplir las dos condiciones siguientes:

- 1) *El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación, tal y como se ha explicado anteriormente.*

Se acepta un poder de corte inferior al resultante de la aplicación de la condición anterior si existe otro dispositivo con el suficiente poder de corte instalado aguas arriba. En este caso, las características de ambos dispositivos deben coordinarse de forma que la energía que dejan pasar ambos dispositivos de protección no exceda la que pueden soportar, sin dañarse, el dispositivo y el cableado situado aguas abajo del primer dispositivo.

La protección que combina dos dispositivos de protección en serie, se denomina protección serie o de acompañamiento.

- 2) *El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.*

Para los cortocircuitos de una duración no superior a 5 s, el tiempo t máximo de duración del cortocircuito, durante el que se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite admisible de corta duración, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\sqrt{t} = k \times \frac{S}{I}$$

que se puede presentar en la forma práctica por:

$$(I^2t)_{LA} \leq (I^2t)_{Cable} = k^2 S^2$$

Siendo:

t duración del cortocircuito en segundos

S sección en mm²

I corriente de cortocircuito efectiva en A, expresada en valor eficaz

k constante que toma los valores siguientes, tomados de la norma UNE 20460-4-43:

Esta condición debe verificarse tanto para la I_{cc} máxima, como para la I_{cc} mínima.

Figura 117. Segunda regla de protección contra cortocircuito

Se visualizará el valor de la constante K según el tipo de aislamiento del conductor elegido en la tabla situada en la página 8 de la Guía BT-22

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤ 300 mm ²	PVC 70°C > 300 mm ²	PVC 90°C ≤ 300 mm ²	PVC 90°C > 300 mm ²	PR/EPR	Goma 60 °C	Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
	Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 ^{*)}	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-
Conexiones soldadas con estaño para conductores de cobre	115	-	-	-	-	-	-	-

^{*)} Este valor se debe utilizar para cables desnudos expuestos al contacto.
 NOTA 1 Para duraciones muy cortas (< 0,1 s) donde la asimetría de la intensidad es importante y para dispositivos limitadores de la intensidad, k^2S^2 debe ser superior a la energía (I^2t) que deja pasar el dispositivo de protección, indicada por el fabricante.
 NOTA 2 Otros valores de k están en estudio para:
 - los conductores de pequeña sección (especialmente para secciones inferiores a 10mm²);
 - las duraciones de cortocircuitos superiores a 5s;
 - otros tipos de conexiones en los conductores;
 - los conductores desnudos.
 NOTA 3 La corriente nominal del dispositivo de protección contra los cortocircuitos puede ser superior a la corriente admisible de los conductores del circuito.
 NOTA 4 Los valores de esta tabla están basados en la norma UNE 211003-1.

Tabla 36. Tipo de aislamiento según conductor

A partir de las anteriores consideraciones se procederá a elegir el fusible en función de los datos obtenidos en la tabla inferior. Las siguientes tablas (tablas 37, 38 y 39) se dividen en tres colores y doce tramos. El color marrón identifica los valores del conductor elegido en pasos anteriores. El color azul muestra los parámetros necesarios para el cálculo de la primera condición, mientras que el color amarillo distingue los parámetros involucrados en el cálculo de la condición de cortocircuito. Los valores que se deben considerar para la elección serían $I_n = 25(A)$ e $I_{f5} = 140 (A)$

Fusibles Tramos 1-12	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4
I_{circuito} (A)	12,56	12,56	12,56	12,56
Sección del cable (mm ²)	4	4	4	4
$I_{\text{admitida_cable}}$ (A)	46	46	46	46
I_n (Intensidad asignada al fusible) (A) Norma UNEEN60269/1 tabla3, clase gG	25	25	25	25
I_f (Intensidad de funcionamiento) (A) ($I_f = 1,6 \cdot I_n$)	40	40	40	40
$0,9 \cdot I_{\text{admitida_cable}}$ ($1,6 \cdot I_n < 1,45 \cdot I_{\text{admitida_cable}}$)	41,4	41,4	41,4	41,4
¿Es $I_n < 0,9 \cdot I_{\text{admitida_cable}}$?	SI	SI	SI	SI
Material del cable elegido (Cu)	PR/EPR	PR/EPR	PR/EPR	PR/EPR
K (Constante Tabla UNE 20460-4-43)	143	143	143	143
t (Duración del cortocircuito en segundos) (s)	5	5	5	5
I_{f5} (Tabla Norma UNEEN60269/1 tabla3, clase gG) (A)	140	140	140	140
$(K \cdot S) / (\sqrt{5})$ (A)	255,81	255,81	255,81	255,81
¿Es $I_{f5} < ((K \cdot S) / (\sqrt{5}))$?	SI	SI	SI	SI

Tabla 37. Parámetros que influyen en la elección del fusible. Tramos 1-4

Fusibles Tramos 1-12	Tramo 5	Tramo 6	Tramo 7	Tramo 8
I_circuito (A)	12,56	12,56	12,56	12,56
Seccion del cable (mm ²)	4	4	4	4
I_admitida_cable (A)	46	46	46	46
I_n (Intensidad asignada al fusible) (A) Norma UNEEN60269/1 tabla3, clase gG	25	25	25	25
I_f (Intensidad de funcionamiento) (A) (I_f = 1,6*I_n)	40	40	40	40
0,9*I_admitida_cable (1,6*I_n < 1,45*I_admitida_cable)	41,4	41,4	41,4	41,4
¿Es I_n < 0,9*I_admitida_cable?	SI	SI	SI	SI
Material del cable elegido (Cu)	PR/EPR	PR/EPR	PR/EPR	PR/EPR
K (Constante Tabla UNE 20460-4-43)	143	143	143	143
t (Duración del cortocircuito en segundos) (s)	5	5	5	5
If_5 (Tabla Norma UNEEN60269/1 tabla3, clase gG) (A)	140	140	140	140
(K*S)/(√5) (A)	255,81	255,81	255,81	255,81
¿Es If_5 < ((K*S)/(√5)) ?	SI	SI	SI	SI

Tabla 38. Parámetros que influyen en la elección del fusible. Tramos 5-8

Fusibles Tramos 1-12	Tramo 9	Tramo 10	Tramo 11	Tramo 12
I_circuito (A)	12,56	12,56	12,56	12,56
Seccion del cable (mm ²)	6	6	6	6
I_admitida_cable (A)	59	59	59	59
I_n (Intensidad asignada al fusible) (A) Norma UNEEN60269/1 tabla3, clase gG	25	25	25	25
I_f (Intensidad de funcionamiento) (A) (I_f = 1,6*I_n)	40	40	40	40
0,9*I_admitida_cable (1,6*I_n < 1,45*I_admitida_cable)	53,1	53,1	53,1	53,1
¿Es I_n < 0,9*I_admitida_cable?	SI	SI	SI	SI
Material del cable elegido (Cu)	PR/EPR	PR/EPR	PR/EPR	PR/EPR
K (Constante Tabla UNE 20460-4-43)	143	143	143	143
t (Duración del cortocircuito en segundos) (s)	5	5	5	5
If_5 (Tabla Norma UNEEN60269/1 tabla3, clase gG) (A)	140	140	140	140
(K*S)/(√5) (A)	383,71	383,71	383,71	383,71
¿Es If_5 < ((K*S)/(√5)) ?	SI	SI	SI	SI

Tabla 39. Parámetros que influyen en la elección del fusible. Tramos 9-12

Se ha optado por un fusible de 25 (A) de corriente nominal de la marca Schneider. La descripción de este fusible se puede apreciar en la figura inferior.



Gama de producto	Seccionador-fusible Tesys
Tipo de producto o componente	Cartucho fusible
Nombre corto del dispositivo	DF2
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	400 V CA
Intensidad nominal (In)	25 A 400 V
Tamaño de fusible	10 x 38 mm
Tipo de fusible	NFC

Figura 118. Datos del fusible de cada string del GFV [48] [49]

- Descargador de sobretensión – Protector contra descargas atmosféricas (Varistor): Se encuentra dentro de la caja de conexión

de grupo de cada string del GFV. Este elemento protege contra descargas atmosféricas y sobretensiones transitorias. Para saber cuál es el descargador que debe introducirse en nuestra infraestructura hemos de calcular la V_{oc} de cada subcampo. En nuestro caso, escogeremos el valor ideal (STC) de $V_{oc}= 40,9$ (V) de nuestro módulo FV multiplicándolo por el nº de paneles FV en serie de cada string (16) de cada subcampo dándonos una tensión de 654,4 (V) por subcampo.

Se colocará un descargador por cada subcampo de forma que la tensión máxima que soporte sea superior a los 654,4 (V) calculados anteriormente. Un dispositivo que cumple con estas especificaciones es el protector de tipo 2 para aplicaciones FV, CS23-40/1000 IR de la marca Cirprotec. Los parámetros de este dispositivo pueden observarse en la tabla inferior. Se observa que la tensión máxima de servicio es de 1000 (Vcc) con un nivel de protección de 3,8 KV, suficiente para la infraestructura FV.

Características técnicas / Technical features (Tipo 2/Type 2)				
Modelo / Model Código / Code	CS23-40/600 77 707 360	CS23-40/600 IR 77 707 361	CS23-40/1000 77 707 362	CS23-40/1000 IR 77 707 363
Tensión máxima de servicio Maximum service voltage	U_c		600 Vdc	
Nivel de protección Protection level	U_p		≤ 2,6 kV	
Corriente nominal de descarga Nominal discharge current	I_n		20 kA	
Corriente máxima de descarga Maximum Discharge current	I_{max}		40 KA	
Tiempo de respuesta Response time	t_a		< 25 ns	
Visualización estado / Indicación remota Monitoring flag / Remote monitoring	No	Sí (Yes)	No	Sí (Yes)
Grado de protección Degree of protection	IP 20			
Capacidad bornes de conexión Maximum connection wire	6 / 25-50 mm ²			
Temperatura de funcionamiento Operating temperature range	-40°C...+75°C			
Dimensiones Dimensions	69 x 36 x 90 mm			
Peso Weight	225 g.	240 g.	230 g.	245 g.
Características fusible/fusibles seccionador / Features disconnecting switch fuse/fuses				
Fusible previo máximo Maximum backup fuse	10 AgR			
Tensión máxima Maximum voltage	1000 Vdc			

Tabla 40. Datos del descargador instantáneo (tipo 2) CS23 [48] [50]

- Interruptor-seccionador: Estos dispositivos tienen la misión de aislar determinadas zonas del generador para la realización del mantenimiento de los paneles FV, limpieza y reparación de los

mismos. Para la infraestructura renovable de este TFG se necesitará 1 interruptor-seccionador por subcampo. Se ha elegido el modelo P-SOL30 de la marca Eaton-Moeller capaz de soportar una intensidad nominal de 30 (A), es decir, una intensidad superior a los 25,12 (A) que bajan por la rama de cada subcampo. Además incorpora un sistema de apertura rápida a través del cual se garantiza la extinción del arco de ruptura para voltajes nominales con un valor máximo de 1000 (V)



Figura 119. Interruptor-seccionador P-SOL30 (Eaton-Moeller) [51] [48]

Las características de este dispositivo vienen indicados en la tabla inferior.

Gama de productos			Celdas para sistemas fotovoltaicos
Subrango			DC interruptores-seccionadores
Voltaje de operación nominal	U_e	V	1000
Clase de protección			2
Número de conductores			2 polo
Max. corriente de operación nominal	Y_{0_e}	Un	30
Diseño			abierto

Datos técnicos

Corriente de operación nominal de 240 V	Y_{0_e}	Un	30
Polo			2 polo
Voltaje de operación nominal	U_e	V	1000
Aislar las características			sí
Normas			IEC/EN 60 947-3 UL-508, con certificado TÜV
La esperanza de vida, mecánica	Las operaciones de		100000
Eléctrica		Las operaciones de	100000
Max. frecuencia de operación		Ops/h	120

Tabla 41. Características técnicas P-SOL30

6.2.3. Conductores en la zona de corriente alterna

Los siguientes tramos, identificados del número 19 al 24 (tablas 42 y 43), parten de los inversores y llegan hasta la CGMP de la zona de generación. Como se comentó anteriormente, el conductor elegido para estas líneas es el Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS). Los cálculos realizados se visualizan en las tablas inferiores.

Tramos Inversores-CGMP	Tramo 19 (CA)	Tramo 20 (CA)	Tramo 21 (CA)
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44
Longitud (m)	1,2	1,2	1,2
I_salida_inversor (A)(125% BT-40)	43,5	43,5	43,5
V_RBT_monofasico(230(V))	230	230	230
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,15%	0,15%	0,15%
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	6,88	6,88	6,88
Cable elegido	Afumex 1000 V(RZ1-K AS)	Afumex 1000 V(RZ1-K AS)	Afumex 1000 V(RZ1-K AS)
Sección elegida del cable (mm2)	10	10	10
Imax que soporta el cable (A)	68	68	68
V_max que soporta el cable (V)	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	90	90	90

Tabla 42. Calculo de los tramos 19 –21

Tramos Inversores-CGMP	Tramo 22 (CA)	Tramo 23 (CA)	Tramo 24 (CA)
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44
Longitud (m)	1,2	1,2	1,2
I_salida_inversor (A)(125% BT-40)	43,5	43,5	43,5
V_RBT_monofasico(230(V))	230	230	230
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,15%	0,15%	0,15%
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	6,88	6,88	6,88
Cable elegido	Afumex 1000 V(RZ1-K AS)	Afumex 1000 V(RZ1-K AS)	Afumex 1000 V(RZ1-K AS)
Sección elegida del cable (mm2)	10	10	10
Imax que soporta el cable (A)	68	68	68
V_max que soporta el cable (V)	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	90	90	90

Tabla 43. Calculo de los tramos 22 –24

El tramo número 25 es el correspondiente a la LIG. En esta línea, hemos de aplicar la BT-15 (líneas individuales). El tipo de conductor aplicado será el Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS). La expresión 58, utilizada para el cálculo de la intensidad (al estar hablando de trifásica), sería:

$$I = \frac{P_{max} * n^{\circ}subcampos}{\sqrt{3} * V_{trifasica} * \cos \delta}$$

Expresión 58. Intensidad trifásica

Tramo LIG (25)	Tramo 25 (LIG)(BT-15)(CA)(Trifasica)
Longitud (m)	1
Conductividad del cable (Cu a 90°)(γ)	44
I (A)(125%_BT-40)	86,61
V de trabajo	400
Caida de tensión (ΔV)(%)	0,15%
Sección (mm ²) (Criterio caída de tensión)	9,84
Cable elegido	Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS)
Sección elegida del cable (mm ²)	25
I _{max} que soporta el cable (A)	116
V _{max} que soporta el cable (V)	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	90

Tabla 44. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 25

6.2.4. Protecciones en la zona de corriente alterna

Aguas abajo del inversor se encuentran las protecciones correspondientes a la CA. Estas se encargarán de la protección tanto de los circuitos como de la conexión a red o a la carga. Estas protecciones son:

- Descargador de sobretensión AC: El dispositivo elegido para la protección contra sobretensiones justo después del inversor sería el PU II 1+1/R 280 V / 40kA. Con una corriente de descarga máxima de 40 (kA) se cubren totalmente los peligros derivados la sobreintensidad.
- Diferenciales: Se encontrarán diferenciales justo a la salida de cada uno de los inversores. La elección realizada es el diferencial Schneider CDL7 Delixi cuyas características básicas son: calibre $I_n = 63$ (A) con una $I_{sensibilidad} = 30$ (mA). Como se puede observar, el calibre del diferencial se encuentra entre la intensidad que circula por el conductor (43,5 (A)) y la intensidad máxima que es capaz de resistir (68 (A))



Figura 120. Diferencial CDL7 Delixi

- Como elemento posterior a los diferenciales procedentes de cada inversor, ya en modo trifásico, se encuentra el IGA. La curva de trabajo es la B, destinada a instalaciones de poca potencia como la de este TFG. Para estos dispositivos se debe tener en consideración la expresión:

$$I_b \leq I_r \leq I_z$$

Expresión 59. Criterio de elección del magnetotermico

Dónde:

I_b : Intensidad calculada para la línea del conductor

I_r : Calibre del magnetotermico (corriente nominal)

I_z : Intensidad máxima admisible por el cable, teniendo en cuenta el modo de instalación.

Considerando que en el tramo 25 (LIG) se trabaja con una corriente máxima calculada de $I_b=86,61$ (A) y una corriente máxima del conductor elegido de $I_z=116$ (A) se optará por un magnetotermico con calibre intermedio entre estos dos valores ($I_r=100$ (A)). Se ha elegido el magnetotérmico general (IGA) OB8-100 de la marca Denor. Las características pueden ser examinadas en el anexo.



Figura 121. Magnetotermico OB8-100 Denor

6.2.5. Elección de la caja de conexión de grupo

La caja de conexión de grupo (CCG) es el elemento intermedio que une cada uno de los subcampos del GFV con su correspondiente inversor. Estos dispositivos cuentan con una serie de elementos tales como interruptores, fusibles y protectores que confieren una mayor seguridad a la infraestructura FV. La CCG que se instalará junto al GFV diseñado será la STC 4 (40 A) (Marca AMB Green Power). Las características de este dispositivo se resumen en la tabla inferior.

CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL MONTAJE	
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente máxima de uso	40A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si

Tabla 45. Características CCG [47]

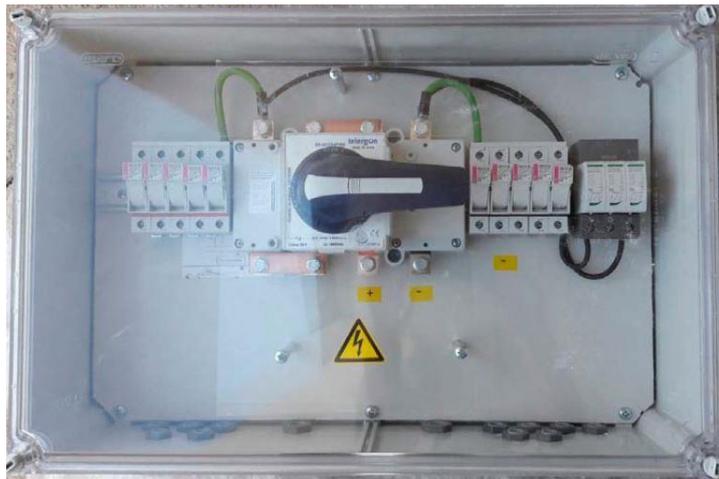


Figura 122. Caja de Conexión de Grupo

Como puede observarse, el CCG elegido posee una intensidad máxima de uso de 40 (A) y una tensión máxima de 900 (V) (CC) superior a la proveniente de cada uno de los subcampos del GFV (20,35 A) y (654,4 V) respectivamente.

6.3. Zona de los puntos de recarga

Los puntos de recarga cuentan con un cálculo de conductores y de protecciones separados de la zona de generación anteriormente estudiada.

6.3.1. Cálculo de los conductores

Los tramos vinculados a los PRL y PRSR. En estos tramos, la caída de tensión es del 5% debido a la información recogida en la BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras)

Tramos de los puntos de recarga	Tramo 26 (CA)(PRL)	Tramo 27 (CA)(PRL)	Tramo 28 (CA)(PRSR)
Longitud (m)	0,5	0,5	4
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44
I (A)(125% BT-40)	20,11	20,11	40,22
V de trabajo	230	230	230
Caída de tensión (ΔV)(%)	5,00%	5,00%	5,00%
Sección (mm ²) (Criterio caída de tensión)	0,04	0,04	0,64
Cable elegido	Afumex ES07Z-R (AS)	Afumex ES07Z-R (AS)	Afumex ES07Z-R (AS)
Sección elegida del cable (mm ²)	10	10	10
I _{max} que soporta el cable (A)	65	65	65
V _{max} que soporta el cable (V)	750	750	750
Temperatura máxima de servicio(°C)	90	90	90

Tabla 46. Cálculo de la sección de cable a partir del conductor elegido. Tramos 26 – 28

El conductor elegido para estos tres tramos es el ES07Z-R (AS). Sus principales características pueden visualizarse en la tabla inferior.

Tensión nominal: 450/750V
 Norma diseño: UNE 21027-9-1C
 Designación genérica: ES07Z-R (AS)



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible (1) A	Caída de tensión V/A km (2)	
						cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	3	19	12,1	20	30,98	24,46
1 x 2,5	0,8	3,7	35	7,41	26,5	18,66	15,06
1 x 4	0,8	4,2	51	4,61	36	11,68	9,46
1 x 6	0,8	4,5	64	3,08	46	7,9	6,43
1 x 10	1	6	111	1,83	65	4,67	3,84
1 x 16	1	6,7	158	1,15	87	2,94	2,45

(1) Instalación monofásica bajo tubo o conducto empotrado en pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) o bajo tubo o conducto en montaje superficial. → XLP2 con instalación tipo B1 → columna 10.

(2) Instalación monofásica (para trifásica dividir por 1,15).

(Ver página 28).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A.

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.

Tabla 47. Características del conductor ES07Z-R (AS)

6.3.2. Cálculo de las protecciones

Al igual que en las protecciones estudiadas en la zona de generación, los puntos de recarga también cuentan con protecciones propias, a saber, diferenciales y dispositivos magnetotérmicos. Los tramos identificados con estos elementos de protección van desde el número 26 al 28 observados en el esquema unifilar:

- Diferenciales: Los diferenciales elegidos serán los mismos que en la zona de generación. Un diferencial Schneider cuyas características básicas son: calibre $I_n = 63$ (A) con una $I_{sensibilidad} = 30$ (mA). Si se visualizan los datos del dispositivo en el anexo se observa que el calibre se encuentra entre la intensidad teórica calculada (40,22 (A)) y la intensidad máxima (65 (A)) que soporta el cable elegido.
- Magnetotérmicos: Los magnetotérmicos elegidos para la protección a la entrada de los puntos de recarga son los IC60N de la marca

Schneider. Estos dispositivos cuentan con un calibre $I_r=63$ (A) que se encuentra situado entre la Intensidad máxima calculada para la línea del conductor $I_b=40,22$ (A) y la Intensidad máxima admisible por el cable elegido $I_z=65$ (A)



Figura 123. Magnetotermico IC60N Schneider

6.4. Toma de tierra

La infraestructura renovable diseñada debe contar con una conexión a tierra. Esta viene especificada a través de la BT-40 inicialmente en el subpunto 8.1 de la siguiente forma: *“Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.*

Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a esta: aisladas, asistidas o interconectadas”

Además, en el subpunto 8.2.3 se pueden leer las condiciones específicas de puesta a tierra para las instalaciones generadoras interconectadas en las que se encuentra integradas la infraestructura renovable diseñada: *“Cuando la instalación receptora este acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se*

conectaran las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente del neutro de la Red de Distribución pública. ”

En las dependencias municipales, sobre cuyo techado se estarán habilitadas las infraestructuras renovables diseñadas, ya existe una toma de puesta a tierra que será aprovechada para conectar los dispositivos de la infraestructura de generación FV.

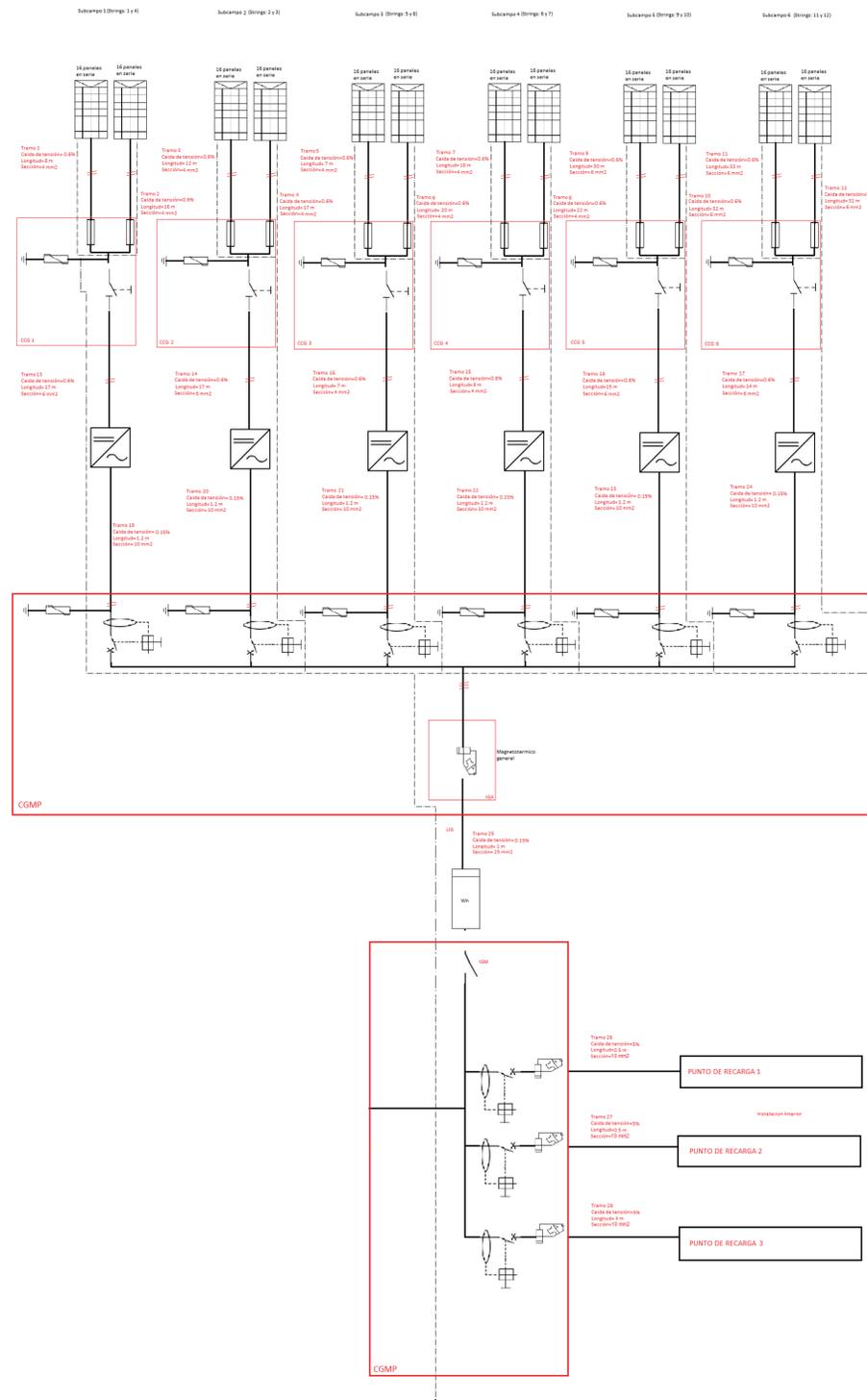
7. Planos

Plano número 1: Esquema unifilar de la instalación

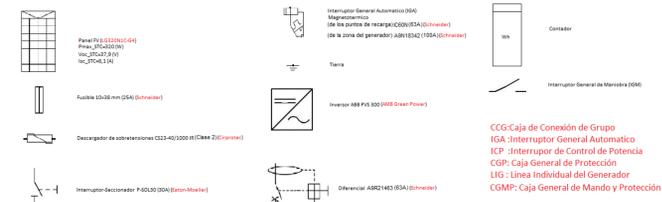
Plano número 2: Situación de la infraestructura renovable

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

ESQUEMA UNIFILAR



LEYENDA



Legenda en pag 8 de la BT-40

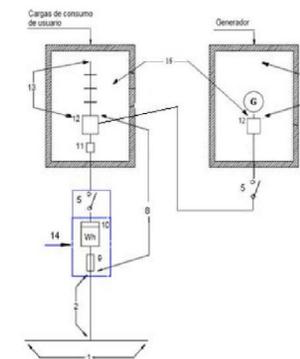
Legenda para instalaciones receptoras

- 1 Red de distribución
- 2 Acometida
- 3 Caja general de protección (CGP)
- 4 Línea general de alimentación (LGA)
- 5 Interruptor general de maniobra (IGM)
- 6 Caja de derivación
- 7 Centralización de contadores (CC)
- 8 Derivación individual (DI)
- 9 Fusible de seguridad
- 10 Contador
- 11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
- 12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP)
- 13 Instalación interior
- 14 Conjunto de protección y medida (CMP)

Legenda para instalaciones generadoras

- 1 Red de distribución
- 2 Acometida
- 3 Caja General de Protección (CGP)
- 4 Línea General de conexión (LGC)
- 5 Interruptor general de maniobra (IGM)
- 6 Caja de derivación
- 7 Centralización de contadores (CC)
- 8 Línea Individual del generador (LIG)
- 9 Fusible de seguridad
- 10 Contador
- 11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
- 12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
- 13 Equipo generador-inversor (GENI)
- 14 Conjunto de protección y medida (CMP)
- 15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
- 16 Tramo de la conexión privada (TCP)

ESQUEMA Nº 8 DE LA BT-40 (pag 22)

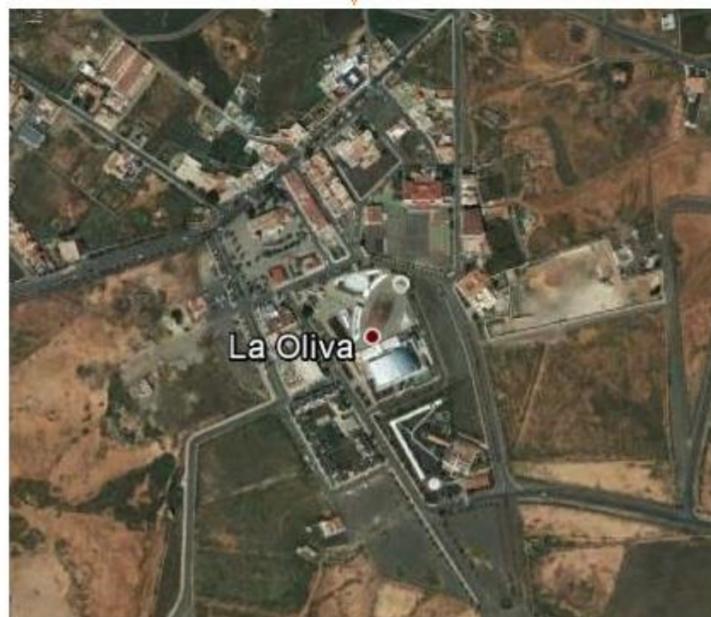
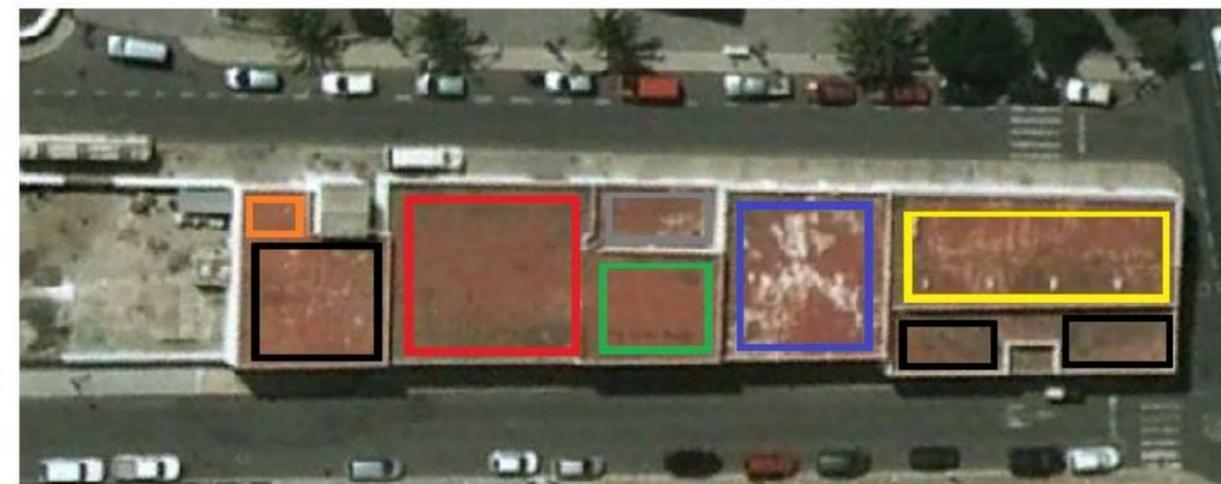


Trabajo Fin de Grado: Infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos en el municipio de La Oliva		Plano Nº 1	
Esquema Unifilar de la infraestructura renovable de generación energética		Escala: Ninguna	
Situación: Avd. General Franco, 1 La Oliva, Fuerteventura		Peticionario: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria	
Graduado en Ingeniería de Tecnologías de la Comunicación Rubén González Montesdeoca		Fecha: Junio 2017	
		Colegiado Nº XXXX	



MAPA DE SITUACIÓN

Coordenadas Geográficas
Latitud 28°36'41.09"N
Longitud 13°55'38.80"O



Trabajo Fin de Grado: Infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos en el municipio de La Oliva		Graduado en Ingeniería de Tecnologías de la Telecomunicación Rubén González Montesdeoca
Mapa de situación de la infraestructura renovable de generación energética		Peticionario: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria
Situación: Avda. General Franco, 1 La Oliva, Fuerteventura	Escala: Ninguna	Colegiado N° XXXX
Plano N°2	Fecha: Junio 2017	

8. Presupuesto

En este TFG se han realizado todos los cálculos referentes a los dispositivos e infraestructura renovable. Sin embargo, no se ha elaborado un documento integral que también defina aspectos vinculados a un proyecto de instalación definitivo, como por ejemplo, los costes referidos a la seguridad en el montaje de la instalación, de la mano de obra o el transporte. El presupuesto se dividirá en partes atendiendo a la funcionalidad de los dispositivos estudiados. Puede observarse claramente en las tablas y gráficos inferiores.

- Elementos pertenecientes a la zona de generación:

Artículo (Zona de generación)	Marca Comercial	PVP (€)	Unidades/m	Total (€)	Porcentaje (%)	
Paneles FV	LG320N1C-G4	370,4	192	71116,8	78,47	
Inversor (CC-CA)	ABB PVS300	1830,0	6	10980	12,12	
Caja Conexión de Grupo (CCG)	AMB Green Power STC4 40A	255,0	3	765	0,84	
Cable Tramo (GFV-CCG)(CCG-Inversor)(4 mm2)	PRYSMIAN (Tecsun PV1-F [AS])	2,1	135	281,475	0,31	
Cable Tramo (GFV-CCG)(CCG-Inversor)(6 mm2)	PRYSMIAN (Tecsun PV1-F [AS])	2,8	189	521,829	0,58	
Cable Tramo (Inversor-CGMP)(10 mm2)	PRYSMIAN Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS)	1,9	7,2	13,9104	0,02	
Cable Tramo (LIG)(Sección: 25 mm2)	PRYSMIAN Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS)	4,5	1	4,459	0,00	
Protección Fusible (Sensibilidad 25 (A))	Schneider-Electric	6,4	12	77,04	0,09	
Descargadores de sobretension-Varistor(TIPO 2)	CS23-40/1000 IR y PU II 1+1/R 280 V / 40kA	362,0	12	4344	4,79	
Interruptores-seccionadores	Eaton-Moller P-SOL30	110,6	6	663,78	0,73	
Protección Interruptor automatico magnetotermico	Schneider-Electric-A9N18342	140,6	1	140,58	0,16	
Protección interruptor diferencial	Schneider-Electric-A9R21463	286,0	6	1715,82	1,89	
				SUBTOTAL	90624,69	100,00

Tabla 48. Presupuesto zona de generación

- Elementos pertenecientes a la zona de los puntos de recarga:

Artículo (Zona de las cargas)	Marca Comercial	PVP (€)	Unidades/m	Total (€)	Porcentaje (%)	
Protección Interruptor automatico magnetotermico	Schneider-Electric-IC60N	145,4	3	436,08	4,12	
Protección interruptor diferencial	Schneider-Electric-A9R21463	286,0	3	857,91	8,10	
Punto de recarga lento VE	Circuitor-RVE2-PM1	2477,8	2	4955,68	46,78	
Punto de recarga semi-rapido VE	Circuitor-URBAN M11	4330,0	1	4330	40,87	
Cable (CGMP-Puntos de recarga) (Sección: 10 mm2)	Afumex ES07Z-R (AS)	2,9	5	14,72	0,14	
				SUBTOTAL	10594,4	100,00

Tabla 49. Presupuesto zona de recarga

- Elementos fungibles:

Material Fungible	Marca Comercial	PVP (€)	Unidades	Total (€)	Porcentaje (%)
Ordenador	HP 15-ay142ns	749	1	749	70,20
Impresora Laser	HP Laserjet 2300	169	1	169	15,84
Paquete Office	Microsoft	149	1	149	13,96
			SUBTOTAL	1067	100,00

Tabla 50. Presupuesto de elementos fungibles

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

- Suma de los costes de cada apartado:

COSTES SEPARADOS	Coste (€)	Porcentaje (%)
SUBTOTAL ZONA DE GENERACION	88456,41	88,35
SUBTOTAL ZONA PUNTOS DE RECARGA	10594,39	10,58
SUBTOTAL MATERIAL FUNGIBLE	1067	1,07
TOTAL	100117,80	100,00

Tabla 51. Desglose presupuestario

- En las figuras inferiores se observara el porcentaje, apartado por apartado, de los costos efectuados.

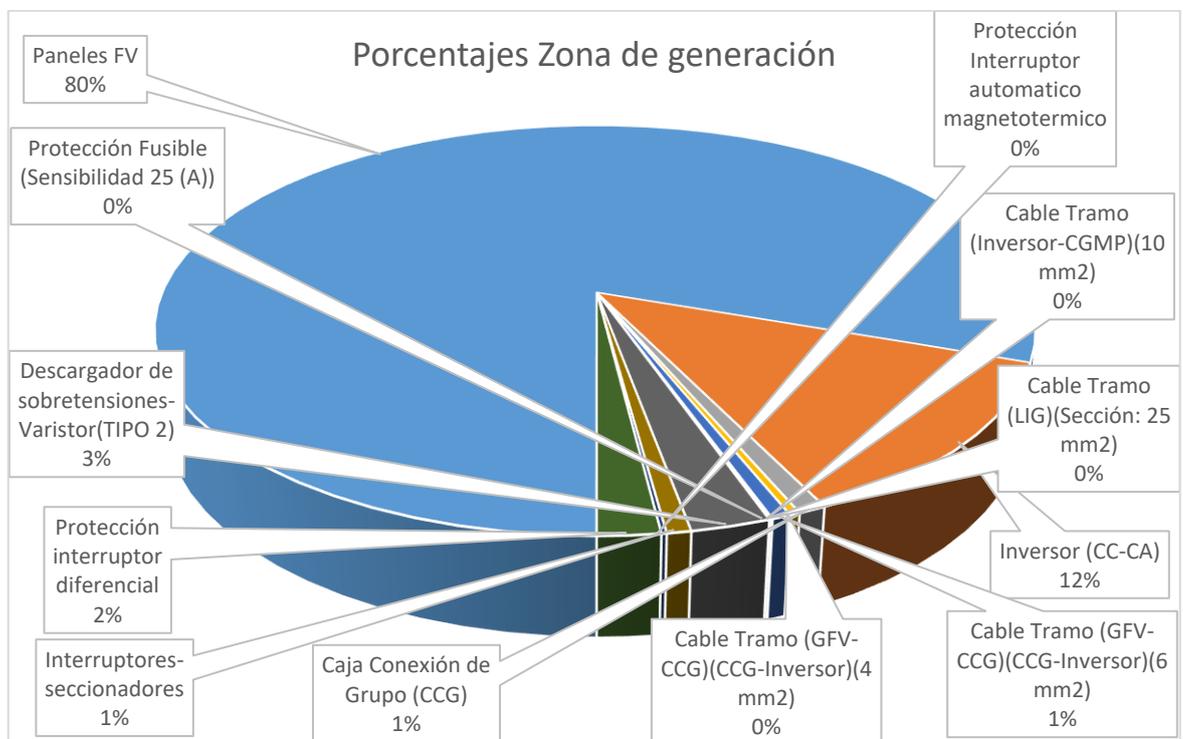


Figura 124. Porcentaje en coste de cada dispositivo en la zona de generación

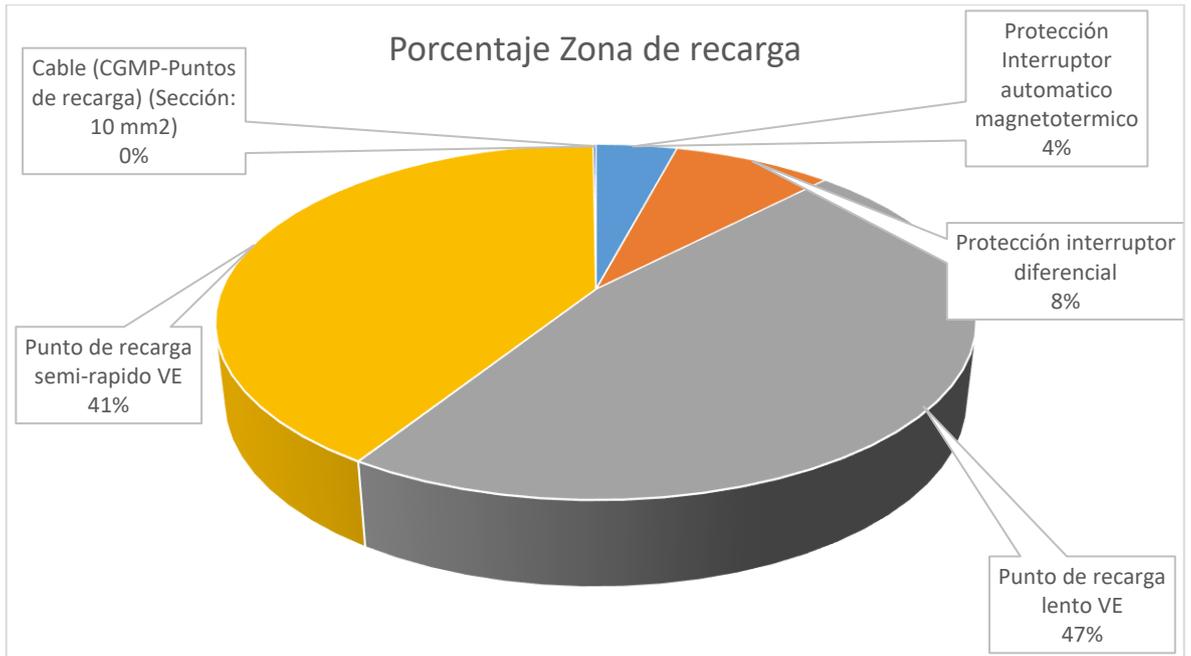


Figura 125. Porcentaje en coste de cada dispositivo en la zona de recarga

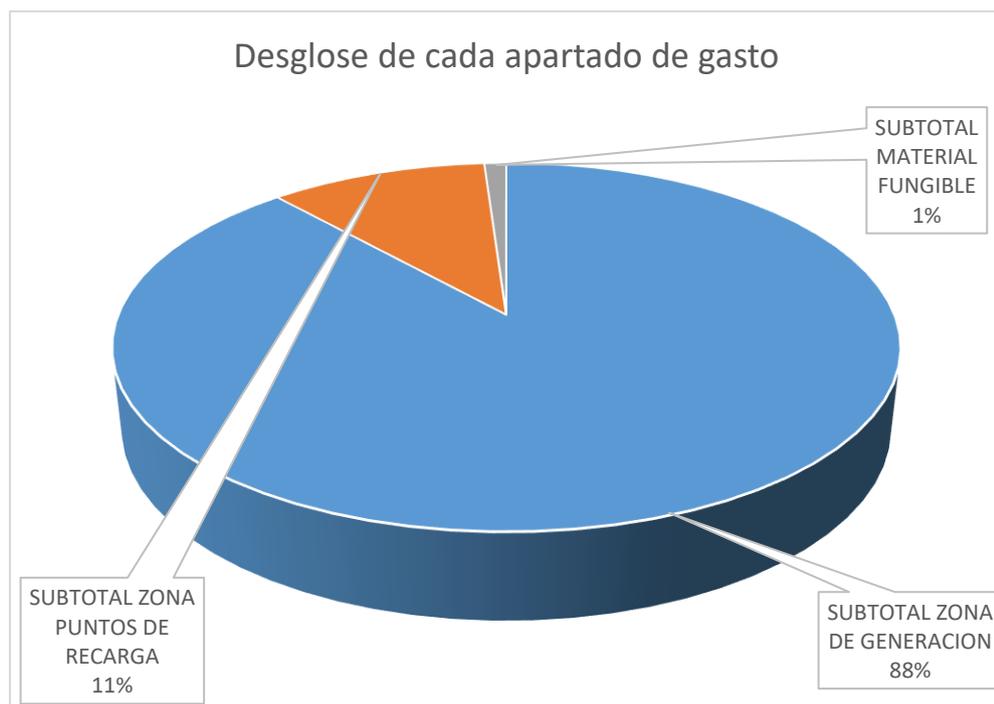


Figura 126. Desglose de cada apartado de gasto

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL
MUNICIPIO DE LA OLIVA

El presente presupuesto asciende a la cantidad de cien mil ciento diecisiete euros (100117 €)

Fecha: Mayo 2017

Firma: Rubén González Montesdeoca

9. Conclusiones

Este apartado se dividirá en dos subpuntos. En el primero, conclusiones del propio TFG, se analizarán los aspectos más destacados que se han descubierto o causado más impresión a medida que se ha realizado el trabajo. El segundo punto tratará sobre los aspectos que el autor de este documento considera esenciales como líneas futuras de trabajo en relación con este TFG.

9.1. Conclusiones del TFG

Las conclusiones que pueden obtenerse de este TFG son muy diversas, pero pueden concretarse en puntos significativos:

- Un aspecto interesante resulta ser la enorme cantidad de leyes y normativas que gravitan sobre cualquiera de los ámbitos que, directa o indirectamente, estén relacionados con la implementación de este TFG; los elementos captadores fotovoltaicos y eólicos, sus dispositivos de apoyo, los elementos de conexión y protección necesitan de un soporte variado de reglamentaciones que produzcan la necesaria armonía en el funcionamiento de toda la infraestructura renovable.
- En segundo lugar, se ha contemplado una problemática en la discontinuidad de las energías renovables estudiadas en este TFG. En el caso de la energía solar, esta se ve gravemente afectada por la nubosidad transitoria producida en el lugar de la ubicación. Como resultado de lo anterior se contempla la necesidad de colocar el mayor número de captadores fotovoltaicos posible con el fin de contrarrestar las caídas transitorias en la producción energética. Respecto a la energía producida mediante aerogeneradores, la necesidad de una media de velocidad del viento óptima así como la regularidad de dicho elemento en la ubicación producen una incertidumbre elevada respecto a este tipo de método recolector de energía. El peligro que supone instalar una infraestructura aerogeneradora sin un estudio detallado de vientos supone un riesgo inaceptable en lo que a capital se refiere.

- Enlazando con el anterior punto, se observa la necesidad, en aquellas instituciones públicas que apuesten por las energías limpias, de instalar estaciones de medición meteorológica como paso previo a la realización de grandes inversiones en energías renovables (fundamentalmente solar y eólica). Como se comentaba en el punto anterior, la exactitud del potencial renovable en puntos estratégicos de un municipio es imprescindible para una correcta aplicación de dichas energías.

9.2. Líneas futuras

Las líneas de actuación futuras deben basarse en la evolución a la que tienden las energías fósiles. Es decir, el inevitable agotamiento de las mismas en un plazo no superior a 40 años si se consideran los incrementos poblacionales y de demanda actuales. Es verdad que se escuchan noticias relacionadas con el hallazgo de nuevos yacimientos petrolíferos o de gas; pero no es menos cierto que basar al 100% los desarrollos, a medio y largo plazo, de una industria como la automovilística en tales hallazgos es, cuanto menos, irreal. Este último aspecto concentra una de las mayores preocupaciones de este planeta, que no es otro que el cambio climático. Este, debido principalmente a la emisión de gases de efecto invernadero, basa en la automoción una de sus principales causas. No hacer nada por cambiar esta situación es una postura a corto plazo que podría traer consecuencias muy negativas de cara a un futuro sostenible del planeta.

Por todo lo anterior, se han de establecer una serie de acciones que basen su eficacia en la interacción de la sociedad con las ideas sostenibles. Estas, principalmente, deben encaminarse hacia lo cotidiano. ¿Y qué otras acciones indican mayor cotidianidad en la vida de un ser humano que repostar en la gasolinera una vez a la semana? La respuesta es: muy pocas cosas (comer, dormir, ir al trabajo). Por tanto, la supresión de ese “ir una vez por semana a la gasolinera” por “recargar mi vehículo eléctrico a través del punto de recarga en mi plaza de garaje” debe ser uno de los ejes fundamentales de acción futura. Entre las líneas de actuación que han de establecerse a largo plazo se podrían contemplar:

- Liberalización del mercado de la generación eléctrica. Con esta iniciativa se pretende flexibilizar la capacidad de generación eléctrica independizándola, en la medida de lo posible, de las grandes unidades de producción actualmente existentes y repartiéndola en una cantidad superior de pequeñas unidades productoras renovables.
- En relación con la anterior idea sería deseable promover leyes y normativas que permitan:
 - Constituir los municipios, con toda la infraestructura dependiente de los mismos, en unidades de producción energéticas renovables.
 - Unificar, como unidades de producción autónoma, los emplazamientos renovables instalados en los techados de los edificios de las grandes ciudades. Es decir, no vincular la producción eléctrica de los paneles FV de un edificio al consumo propio.
 - Constituir unidades de producción energética renovable en áreas industriales.
 - Los tres anteriores puntos podrían ser el soporte que, en cuanto a la instalación masiva de puntos de recarga para VE, validaran el mismo de cara a la sociedad.
- Trazar, desde las instancias más elevadas de la Unión Europea y de acuerdo con los fabricantes de VE, compañías eléctricas y asociaciones de consumidores, planes de homogenización para los sistemas de recarga de VE con el fin de simplificar la implementación de las infraestructuras renovables asociadas.
- Promover las subvenciones a las instalaciones de generación renovables cuyo objetivo primordial sea el suministro a los puntos de recarga para VE.

- Implementar ayudas para aquellos proyectos arquitectónicos que, siendo de futura creación, desarrollen edificaciones que integren elementos de generación eléctrica renovable.

10. Bibliografía

- [1] “Módulos Universitarios en ciencia de Desarrollo Sostenible,” Fecha de acceso: Enero 2017, (Online).
Disponible: http://www.desenvolupamentsostenible.org/index.php?option=com_content&view=article&id=4533&Itemid=530&lang=es
- [2] “Historia de la bicicleta en Holanda,” Fecha de acceso: Enero 2017 (Online).
Disponible: <http://magnet.xataka.com/un-mundo-fascinante/el-paraiso-de-los-ciclistas-se-llama-holanda-asi-lo-han-conseguido>
- [3] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020,” (2015). (Online).
Disponible: <http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Novidades/Paginas/plan-desarrollo-2015-2020.aspx>
- [4] “Cuando los coches eléctricos eran más populares y mejores que los de gasolina,” (Enero 2016). (Online).
Disponible: <https://hipertextual.com/2016/01/historia-del-coches-electrico>
- [5] Circutor. “Tipos de puntos de recarga para VE,” (2017). (Online).
Disponible: <http://circutor.es/es/productos/recarga-inteligente-para-vehiculos-electricos/recarga-exterior-de-vehiculos-electricos>
- [6] Diario Oficial de la Unión Europea. “Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo,” (2014). (Online).
Disponible: <https://www.boe.es/doue/2014/307/L00001-00020.pdf>
- [7] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. “Estrategia integral para el impulso del VE en España de junio de 2010,” (2010). (Online).
Disponible: <http://www.minetur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/documents/estrategiaintegralveh%C3%ADculoelectrico060410.pdf>
- [8] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. “Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020),” (2014). (Online).
Disponible: <http://www.minetur.gob.es/industria/es-ES/Servicios/estrategia-impulso-vehiculo-energias-alternativas/Documents/Estrategia-Impulso-Vehiculo-Energ%C3%ADas%20Alternativas-VEA-Espa%C3%B1a-2014-2020.pdf>
- [9] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. “Informe Final Provisional del Plan MOVELE 2015,” (2015). (Online).
Disponible:
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_INFORME_FINAL_MOVELE_2015_para_web_b45de987.pdf

[10] Ministerio de Industria, energía y Turismo “Ley 19/2009, de 23 de noviembre, de medidas de fomento y agilización procesal del alquiler y de la eficiencia energética de los edificios,” (2009). (Online).

Disponible: <http://www.boe.es/boe/dias/2009/11/24/pdfs/BOE-A-2009-18733.pdf>

[11] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de VE durante 2011, en el marco del Plan de acción 2010-2012 del Plan integral de impulso al VE en España 2010-2014,” (2014). (Online).

Disponible: <https://www.boe.es/boe/dias/2011/05/10/pdfs/BOE-A-2011-8125.pdf>

[12] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética,” (2011). (Online).

Disponible: <https://www.boe.es/boe/dias/2011/05/23/pdfs/BOE-A-2011-8910.pdf>

[13] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo,” (2014). (Online).

Disponible: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/12/31/pdfs/BOE-A-2014-13681.pdf>

[14] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-52,” (2014). (Online).

Disponible: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_52.pdf

[15] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-40,” (2010). (Online).

Disponible: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_40.pdf

[16] Gobierno de Canarias. “Plan Energético de Canarias (PECAN),” (2012). (Online)

Disponible: http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/doc/planificacion/pecan/DOCUMENTO_REVISION_PECAN2006.pdf

[17] Gobierno de Canarias. “Ley 3/2010, de 20 de mayo, por la que se regula el tipo de gravamen aplicable a las entregas de vehículos híbridos eléctricos y de VE (BOC 100, de 24.5.2010),” (2010). (Online)

Disponible: <http://www.gobiernodecanarias.org/libroazul/pdf/62757.pdf>

[18] Gobierno de Canarias. “ORDEN de 2 de enero de 2014, por la que se aprueban las bases reguladoras por las que se regirán las subvenciones destinadas a favorecer el ahorro y la eficiencia Energética en el sector del transporte terrestre,” (2014). (Online)

Disponible: <http://www.gobcan.es/boc/2014/011/001.html>

- [19] Municipio de La Oliva. “La Oliva. Estrategia Integrada de Desarrollo Urbano Sostenible. Documento de diagnóstico,” (2016). (Online).
Disponible: http://www.laoliva.es/descargas/archivos/64_bc569e0edd587f7.pdf
- [20] Engineering and Technology History Wiki. “Russel Ohl Biography,” (Febrero 2016). (Online).
Disponible: http://ethw.org/Russell_Ohl
- [21] ABB España. “Cuadernos de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas Fotovoltaicas,” (2017). (Online).
Disponible: <http://www.abb.es/abblibrary/DownloadCenter/default.aspx?CategoryID=9AAC124466&View=Result&DocumentKind=Technical+Publication&SortBy=DocKind&ExpandAllResults=True>
- [22] SHARP España. “Panel FV NDRC250-260W_poly,” (Fecha de acceso: Febrero 2017). (Online).
Disponible: https://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2015/12/Datasheet_NDRC250-260W_poly_EN.pdf
- [23] ABB España. “Cuadernos de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas Eólicas,” (2017). (Online).
Disponible:
<http://www.abb.es/abblibrary/DownloadCenter/default.aspx?CategoryID=9AAC124466&View=Result&DocumentKind=Technical+Publication&SortBy=DocKind&ExpandAllResults=True>
- [24] Damia Solar. “¿Para qué sirve y como se utiliza un regulador de carga?,” (Fecha de acceso: Febrero 2017). (Online).
Disponible: http://www.damiasolar.com/actualidad/prova/prova-8-cas_8_3
- [25] R. Iglesias, A. Lago, A. Nogueiras, C. Martínez-Peñalver, J. Marcos, C. Quintans, M.J. Moure, M.D. Valdés, “Modelado y Simulación de una Batería de Ion-Litio Comercial Multicelda,” Departamento de Tecnología Electronica, Universidad de Vigo, 2012.
Disponible: https://www.researchgate.net/publication/239526584_4006__Modelado_y_Simulacion_de_una_Bateria_de_Ion-Litio_Comercial_Multicelda
- [26] Hispania Solar. “Baterías FV Classic,” (Fecha de acceso: Marzo 2017). (Online).
Disponible: <http://www.hispaniasolar.es/baterias.htm>
- [27] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-40, Versión revisada” (2013). (Online).
Disponible: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_40_sep13r1.pdf
- [28] PV Education.org “Efecto Fotovoltaico, curva y parámetros característicos de un panel Fotovoltaico,” (Fecha de acceso: Marzo 2017). (Online)
Disponible: <http://www.pveducation.org/>

[29] “Efecto de la irradiancia sobre el valor de la potencia pico de un panel fotovoltaico” Ejercicio de clases de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.

[30] “Efecto de la temperatura sobre la potencia máxima de un panel fotovoltaico” Ejercicio de clases de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.

[31] AENOR. “Norma UNE 50380,” Marzo de 2003.
Disponible: <http://www.aenor.es/aenor/inicio/home/home.asp>

[32] Damia Solar. “Conexión paneles solares: en paralelo, en serie, y conexión en serie y paralelo,” (Marzo 2016). (Online).
Disponible: http://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo_1

[33] AENOR. “Norma UNE 50524”
Disponible: <http://www.aenor.es/aenor/inicio/home/home.asp>

[34] “Introducción a los sistemas de generación mediante EERR” Apuntes de clase de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.

[35] Prysmian Group España. “Cables y Accesorios para Instalaciones de Energías Renovables,” (2013). (Online)
Disponible: http://es.prysmiangroup.com/es/business_markets/markets/ti/products/Prysmian/

[36] “Conceptos básicos sobre Geometría y Radiación Solar” Apuntes de clase de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.

[37] “Fundamentos de Energía Eólica” Apuntes de clase de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.

[38] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,” (Julio 2011). (Online).
Disponible:
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

[39] Danish Wind Industry Association. “Recursos eólicos y energía producida,” (Fecha de acceso: Abril 2017). (Online).
Disponible:
http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/stat/betzpro.htm

- [40] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). “Herramientas para la obtención del recurso solar y eólico,” (Fecha de acceso: Abril 2017). (Online). Disponible: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=africa>
- [41] Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias (IDE Canarias). “Herramientas para la obtención del recurso solar y eólico,” (Fecha de acceso: Abril 2017). (Online). Disponible: <http://visor.grafcan.es/visorweb/>
- [42] Instituto Tecnológico de Canaria. Gobierno de Canarias (ITC). “Herramientas para la obtención del recurso solar y eólico,” (Fecha de acceso: Abril 2017). (Online). Disponible: <http://www.itccanarias.org/recursoeolico/39>
- [43] “Cálculo para la elección de inversor en SFCR” Apuntes de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.
- [44] “Cables en SF: Características y calculo” Apuntes de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.
- [45] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-6,” (2004). (Online). Disponible: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_06.pdf
- [46] Ministerio de Industria, energía y Turismo. “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-19,” (2009). (Online). Disponible: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_19_feb09R2.pdf
- [47] AMB Green Power España. “Caja General de Conexión STC 4 (40 A),” (Fecha de acceso: Marzo 2017). (Online). Disponible: http://www.ambgreenpower.com/cuadro_strings_4.aspx
- [48] “Fundamentos_Fotovoltaicos_2012” Apuntes de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2012/2013, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2013.
- [49] “Protecciones” Apuntes de la asignatura: Infraestructuras de Energía 2015/2016, Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación, ULPGC, 2016.
- [50] CPT Cirprotec. “Descargador contra sobretensiones transitorias CS23 (tipo 2),” (Fecha de acceso: Marzo 2017). (Online). Disponible: <http://www.cirprotec.com/archivos/faps/15601047.pdf>
- [51] Eaton Moeller. “Interruptor-seccionador de 63 (A) y 1000 (V) en DC,” (Fecha de acceso: Marzo 2017). (Online). Disponible: http://www.moeller.es/productos_soluciones/productos/gama-solar/seccionador-p-sol.html

11. Anexos

Anexo 1. Tablas de irradiación mensual en la ubicación seleccionada

Anexo 2. Hojas de características de los dispositivos empleados

- Panel FV LG NEON2 (LG320N1C-G4)
- Inversor ABB PVS300
- Punto de recarga semi-rápido URBAN M11
- Punto de recarga lento RVE2-PM1
- Caja de conexión de grupo STC4 40A
- Fusible DF2CN25 (Schneider)
- Protector contra sobretensiones transitorias (Varistor)
Cirprotec Serie CS23
- Protector contra sobretensiones transitorias (AC) (Varistor)
- Interruptor-Seccionador P-SOL30 (Eaton-Moeller)
- Protección diferencial CDL7 de la marca Delixi
- Protección magnetotermica OB8-100 Denor
- Protección magnetotermica IC60N Schneider
- Características del cable Tecsun PV1-F (AS)

- Características del conductor Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS)
- Características del conductor Afumex ES07Z-R (AS)

Anexo 1

Promedio de irradiación diaria en la ubicación de la infraestructura renovable

LEYENDA:
G: Irradiancia global sobre un plano fijo (W/m ²)
Gd: Irradiancia difusa sobre un plano fijo (W/m ²)

Latitud:	28°36'40" Norte,	
Longitud:	13°55'38" Oeste	
Resultados para:	Enero	
Inclinación del plano:	0	grados
Orientación (acimut) del plano:	0	grados
Hora	G	Gd
7:07	60	46
7:22	97	62
7:37	136	77
7:52	177	91
8:07	218	103
8:22	258	114
8:37	296	124
8:52	333	132
9:07	367	139
9:22	399	146
9:37	429	151
9:52	456	156
10:07	480	159
10:22	502	163
10:37	520	165
10:52	535	167
11:07	547	168
11:22	557	170
11:37	563	170
11:52	566	171
12:07	566	171
12:22	563	170
12:37	557	170
12:52	547	168
13:07	535	167
13:22	520	165
13:37	502	163
13:52	480	159
14:07	456	156

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

14:22	429	151
14:37	399	146
14:52	367	139
15:07	333	132
15:22	296	124
15:37	258	114
15:52	218	103
16:07	177	91
16:22	136	77
16:37	97	62
16:52	60	46
17:07	30	28
Resultados para:	Febrero	
Hora	G	Gd
6:52	77	57
7:07	118	76
7:22	163	93
7:37	207	109
7:52	252	122
8:07	295	135
8:22	337	146
8:37	377	155
8:52	415	163
9:07	450	170
9:22	483	176
9:37	513	181
9:52	540	185
10:07	564	188
10:22	585	190
10:37	604	192
10:52	619	194
11:07	631	195
11:22	640	196
11:37	646	196
11:52	649	196
12:07	649	196
12:22	646	196
12:37	640	196
12:52	631	195
13:07	619	194
13:22	604	192
13:37	585	190
13:52	564	188

14:07	540	185
14:22	513	181
14:37	483	176
14:52	450	170
15:07	415	163
15:22	377	155
15:37	337	146
15:52	295	135
16:07	252	122
16:22	207	109
16:37	163	93
16:52	118	76
17:07	77	57
17:22	42	37
Resultados para:	Marzo	
Hora	G	Gd
6:22	71	59
6:37	117	84
6:52	168	107
7:07	221	128
7:22	274	148
7:37	326	165
7:52	377	180
8:07	427	193
8:22	474	204
8:37	519	214
8:52	561	222
9:07	600	229
9:22	636	234
9:37	669	239
9:52	699	242
10:07	725	245
10:22	749	247
10:37	768	248
10:52	785	249
11:07	798	250
11:22	808	250
11:37	815	250
11:52	818	250
12:07	818	250
12:22	815	250
12:37	808	250
12:52	798	250
13:07	785	249

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

13:22	768	248
13:37	749	247
13:52	725	245
14:07	699	242
14:22	669	239
14:37	636	234
14:52	600	229
15:07	561	222
15:22	519	214
15:37	474	204
15:52	427	193
16:07	377	180
16:22	326	165
16:37	274	148
16:52	221	128
17:07	168	107
17:22	117	84
17:37	71	59
17:52	33	32
Resultados para:	Abril	
Hora	G	Gd
6:07	87	64
6:22	131	84
6:37	179	103
6:52	229	120
7:07	279	135
7:22	329	149
7:37	378	161
7:52	426	172
8:07	472	181
8:22	516	189
8:37	558	196
8:52	597	201
9:07	633	205
9:22	667	208
9:37	698	211
9:52	725	212
10:07	750	214
10:22	772	214
10:37	791	215
10:52	806	215
11:07	818	215
11:22	828	215

11:37	834	215
11:52	837	215
12:07	837	215
12:22	834	215
12:37	828	215
12:52	818	215
13:07	806	215
13:22	791	215
13:37	772	214
13:52	750	214
14:07	725	212
14:22	698	211
14:37	667	208
14:52	633	205
15:07	597	201
15:22	558	196
15:37	516	189
15:52	472	181
16:07	426	172
16:22	378	161
16:37	329	149
16:52	279	135
17:07	229	120
17:22	179	103
17:37	131	84
17:52	87	64
18:07	49	42
Resultados para:	Mayo	
Hora	G	Gd
5:37	59	48
5:52	97	69
6:07	141	88
6:22	188	106
6:37	237	122
6:52	287	137
7:07	337	151
7:22	386	163
7:37	435	173
7:52	482	183
8:07	527	190
8:22	570	197
8:37	611	202
8:52	649	207
9:07	685	210

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

9:22	718	213
9:37	749	214
9:52	776	216
10:07	800	216
10:22	822	217
10:37	840	217
10:52	856	217
11:07	868	217
11:22	877	216
11:37	883	216
11:52	886	216
12:07	886	216
12:22	883	216
12:37	877	216
12:52	868	217
13:07	856	217
13:22	840	217
13:37	822	217
13:52	800	216
14:07	776	216
14:22	749	214
14:37	718	213
14:52	685	210
15:07	649	207
15:22	611	202
15:37	570	197
15:52	527	190
16:07	482	183
16:22	435	173
16:37	386	163
16:52	337	151
17:07	287	137
17:22	237	122
17:37	188	106
17:52	141	88
18:07	97	69
18:22	59	48
18:37	28	26
Resultados para:	Junio	
Hora	G	Gd
5:22	50	42
5:37	85	63
5:52	127	82

6:07	172	100
6:22	219	117
6:37	267	132
6:52	315	146
7:07	364	159
7:22	411	170
7:37	458	179
7:52	503	188
8:07	546	195
8:22	587	201
8:37	626	205
8:52	662	209
9:07	696	212
9:22	727	214
9:37	756	216
9:52	782	216
10:07	805	217
10:22	825	217
10:37	842	217
10:52	857	217
11:07	869	217
11:22	877	216
11:37	883	216
11:52	886	216
12:07	886	216
12:22	883	216
12:37	877	216
12:52	869	217
13:07	857	217
13:22	842	217
13:37	825	217
13:52	805	217
14:07	782	216
14:22	756	216
14:37	727	214
14:52	696	212
15:07	662	209
15:22	626	205
15:37	587	201
15:52	546	195
16:07	503	188
16:22	458	179
16:37	411	170
16:52	364	159

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

17:07	315	146
17:22	267	132
17:37	219	117
17:52	172	100
18:07	127	82
18:22	85	63
18:37	50	42
18:52	21	21
Resultados para:	Julio	
Hora	G	Gd
5:37	72	54
5:52	112	72
6:07	158	90
6:22	207	106
6:37	258	121
6:52	309	135
7:07	360	147
7:22	411	158
7:37	460	168
7:52	509	176
8:07	555	183
8:22	600	189
8:37	642	194
8:52	682	197
9:07	719	200
9:22	753	203
9:37	785	204
9:52	813	205
10:07	838	206
10:22	861	206
10:37	880	206
10:52	896	206
11:07	909	206
11:22	918	205
11:37	925	205
11:52	928	205
12:07	928	205
12:22	925	205
12:37	918	205
12:52	909	206
13:07	896	206
13:22	880	206
13:37	861	206

13:52	838	206
14:07	813	205
14:22	785	204
14:37	753	203
14:52	719	200
15:07	682	197
15:22	642	194
15:37	600	189
15:52	555	183
16:07	509	176
16:22	460	168
16:37	411	158
16:52	360	147
17:07	309	135
17:22	258	121
17:37	207	106
17:52	158	90
18:07	112	72
18:22	72	54
18:37	38	34
Resultados para:	Agosto	
Hora	G	Gd
5:52	63	49
6:07	104	68
6:22	150	87
6:37	200	104
6:52	251	119
7:07	303	133
7:22	356	146
7:37	408	157
7:52	458	166
8:07	507	175
8:22	554	182
8:37	599	188
8:52	641	193
9:07	680	196
9:22	717	199
9:37	751	202
9:52	781	203
10:07	808	204
10:22	832	205
10:37	853	205
10:52	870	206
11:07	884	206

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

11:22	894	206
11:37	901	205
11:52	904	205
12:07	904	205
12:22	901	205
12:37	894	206
12:52	884	206
13:07	870	206
13:22	853	205
13:37	832	205
13:52	808	204
14:07	781	203
14:22	751	202
14:37	717	199
14:52	680	196
15:07	641	193
15:22	599	188
15:37	554	182
15:52	507	175
16:07	458	166
16:22	408	157
16:37	356	146
16:52	303	133
17:07	251	119
17:22	200	104
17:37	150	87
17:52	104	68
18:07	63	49
18:22	30	28
Resultados para:	Septiembre	
Hora	G	Gd
6:22	80	59
6:37	124	78
6:52	171	97
7:07	220	113
7:22	271	128
7:37	321	141
7:52	370	153
8:07	418	164
8:22	464	172
8:37	508	180
8:52	549	186
9:07	588	192

9:22	624	196
9:37	657	199
9:52	687	202
10:07	714	204
10:22	737	205
10:37	758	206
10:52	774	207
11:07	788	207
11:22	798	207
11:37	805	208
11:52	808	208
12:07	808	208
12:22	805	208
12:37	798	207
12:52	788	207
13:07	774	207
13:22	758	206
13:37	737	205
13:52	714	204
14:07	687	202
14:22	657	199
14:37	624	196
14:52	588	192
15:07	549	186
15:22	508	180
15:37	464	172
15:52	418	164
16:07	370	153
16:22	321	141
16:37	271	128
16:52	220	113
17:07	171	97
17:22	124	78
17:37	80	59
17:52	43	37
Resultados para:	Octubre	
Hora	G	Gd
6:37	55	45
6:52	94	65
7:07	138	83
7:22	185	100
7:37	233	115
7:52	280	128
8:07	327	141

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

8:22	372	151
8:37	416	160
8:52	457	168
9:07	496	175
9:22	532	180
9:37	565	185
9:52	596	189
10:07	623	192
10:22	646	194
10:37	667	196
10:52	684	198
11:07	698	199
11:22	708	199
11:37	715	200
11:52	718	200
12:07	718	200
12:22	715	200
12:37	708	199
12:52	698	199
13:07	684	198
13:22	667	196
13:37	646	194
13:52	623	192
14:07	596	189
14:22	565	185
14:37	532	180
14:52	496	175
15:07	457	168
15:22	416	160
15:37	372	151
15:52	327	141
16:07	280	128
16:22	233	115
16:37	185	100
16:52	138	83
17:07	94	65
17:22	55	45
17:37	24	23
Resultados para:	Noviembre	
Hora	G	Gd
7:07	68	49
7:22	105	65
7:37	146	80

7:52	188	94
8:07	230	106
8:22	272	116
8:37	312	126
8:52	350	134
9:07	386	141
9:22	420	147
9:37	452	153
9:52	480	157
10:07	506	161
10:22	529	164
10:37	548	166
10:52	565	168
11:07	578	170
11:22	588	171
11:37	594	171
11:52	598	172
12:07	598	172
12:22	594	171
12:37	588	171
12:52	578	170
13:07	565	168
13:22	548	166
13:37	529	164
13:52	506	161
14:07	480	157
14:22	452	153
14:37	420	147
14:52	386	141
15:07	350	134
15:22	312	126
15:37	272	116
15:52	230	106
16:07	188	94
16:22	146	80
16:37	105	65
16:52	68	49
17:07	36	31
Resultados para:	Diciembre	
Hora	G	Gd
7:22	75	52
7:37	112	67
7:52	150	80
8:07	189	92

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

8:22	228	103
8:37	265	113
8:52	301	121
9:07	335	129
9:22	367	135
9:37	396	141
9:52	423	145
10:07	447	149
10:22	468	152
10:37	486	155
10:52	502	157
11:07	514	159
11:22	523	160
11:37	530	161
11:52	533	161
12:07	533	161
12:22	530	161
12:37	523	160
12:52	514	159
13:07	502	157
13:22	486	155
13:37	468	152
13:52	447	149
14:07	423	145
14:22	396	141
14:37	367	135
14:52	335	129
15:07	301	121
15:22	265	113
15:37	228	103
15:52	189	92
16:07	150	80
16:22	112	67
16:37	75	52
16:52	44	36

Anexo 2

Panel FV LG NEON2 (LG320N1C-G4)



Innovation for
a Better Life



LG NeON[™]2

LG320N1C-G4

LG315N1C-G4

LG310N1C-G4

LG305N1C-G4

Mechanical Properties

Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	156.75 x 156.75 mm / 6 inches
# of Busbar	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	1640 x 1000 x 40 mm 64.57 x 39.37 x 1.57 inch
Front Load	6000 Pa / 125 psf
Rear Load	5400 Pa / 113 psf
Weight	17.0 ± 0.5 kg / 37.48 ± 1.1 lbs
Connector Type	MC4, MC4 Compatible, IP67
Junction Box	IP67 with 3 Bypass Diodes
Length of Cables	2 x 1000 mm / 2 x 39.37 inch
Glass	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum

Certifications and Warranty

Certifications	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	IEC 62716 (Ammonia Test)
	IEC 61701 (Salt Mist Corrosion Test)
	ISO 9001
	UL 1703
Module Fire Performance (USA)	Type 2 (UL 1703)
Fire Rating (for CANADA)	Class C (ULC/ORD C1703)
Product Warranty	12 years
Output Warranty of Pmax	Linear warranty*

* 1) 1st year: 98%, 2) After 2nd year: 0.6% annual degradation, 3) 83.6% for 25 years

Electrical Properties (STC *)

Module Type	320 W	315 W	310 W	305 W
MPP Voltage (Vmpp)	33.6	33.2	32.8	32.5
MPP Current (Impp)	9.53	9.50	9.45	9.39
Open Circuit Voltage (Voc)	40.9	40.6	40.4	40.1
Short Circuit Current (Isc)	10.05	10.02	9.96	9.93
Module Efficiency (%)	19.5	19.2	18.9	18.6
Operating Temperature (°C)	-40 ~ +90			
Maximum System Voltage (V)	1000			
Maximum Series Fuse Rating (A)	20			
Power Tolerance (%)	0 ~ +3			

* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m², Module Temperature 25 °C, AM 1.5

* The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.

* The typical change in module efficiency at 200 W/m² in relation to 1000 W/m² is -2.0%.

Electrical Properties (NOCT*)

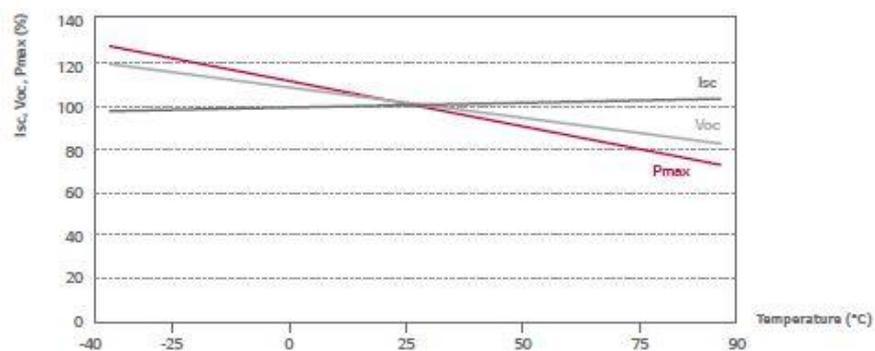
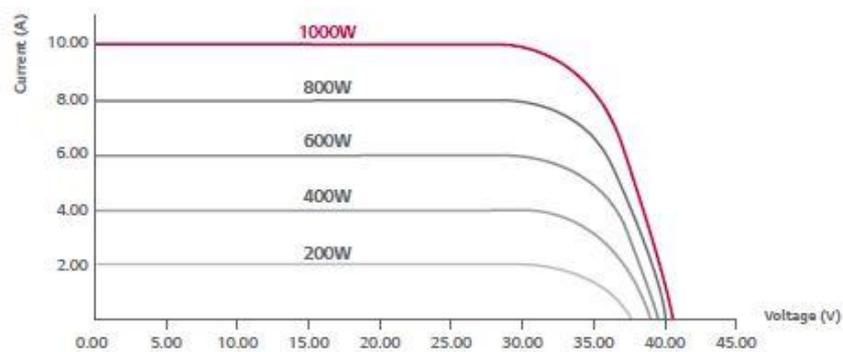
Module Type	320 W	315 W	310 W	305 W
Maximum Power (Pmax)	234	230	226	223
MPP Voltage (Vmpp)	30.7	30.4	30.0	29.7
MPP Current (Impp)	7.60	7.58	7.54	7.49
Open Circuit Voltage (Voc)	37.9	37.6	37.4	37.1
Short Circuit Current (Isc)	8.10	8.08	8.03	8.01

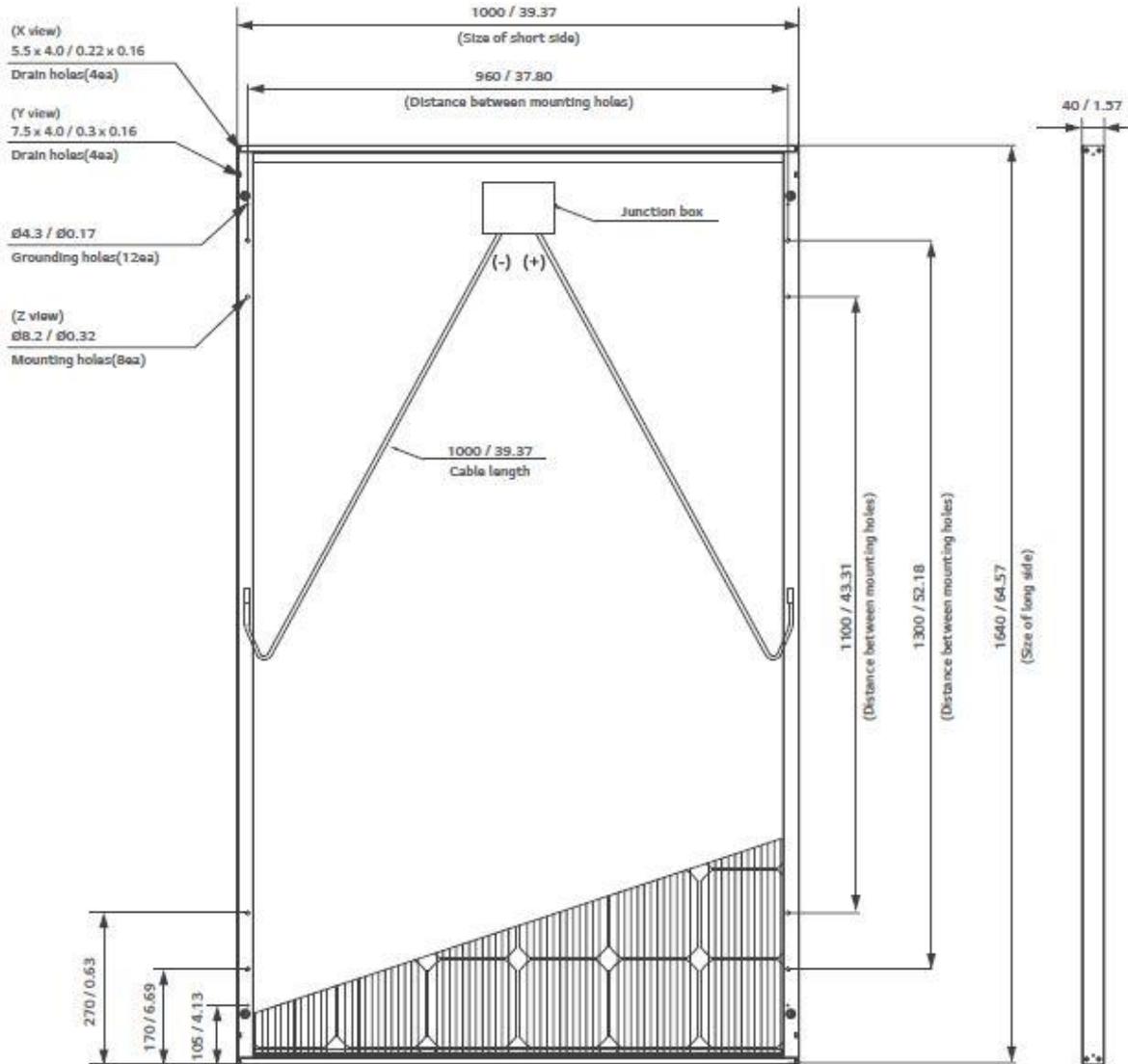
* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Temperature Characteristics

NOCT	$46 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$
Pmpp	$-0.38 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ 
Voc	$-0.28 \text{ } \%/^\circ\text{C}$
Isc	$0.03 \text{ } \%/^\circ\text{C}$

Characteristic Curves





INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Inversor ABB PVS300



Datos técnicos y tipos

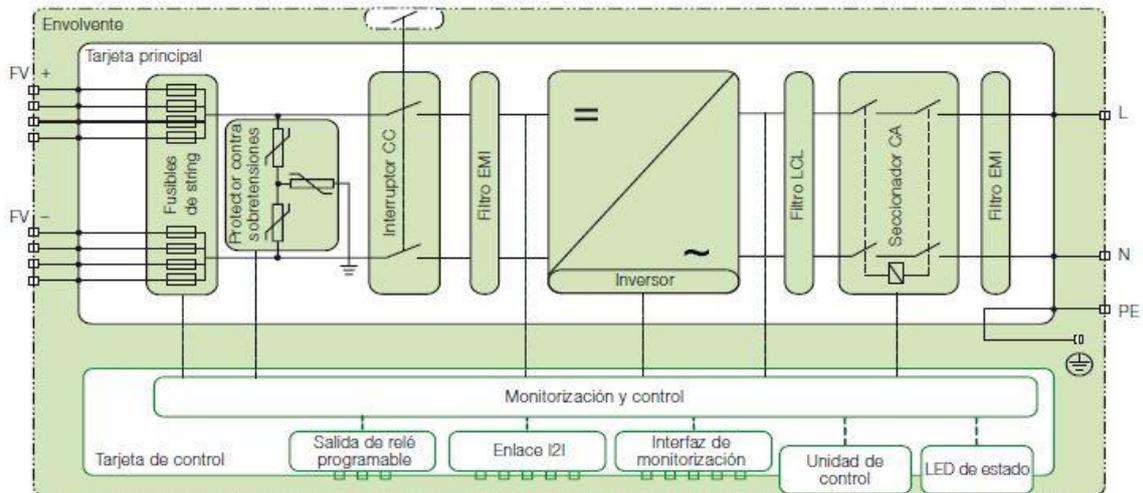
Código de tipo	PVS300-TL-3300W-2	PVS300-TL-4000W-2	PVS300-TL-4600W-2	PVS300-TL-6000W-2	PVS300-TL-8000W-2
	3,3 kW	4,0 kW	4,6 kW	6,0 kW	8,0 kW
Entrada (CC)					
Potencia FV nominal (P_{FV})	3400 W	4100 W	4700 W	6100 W	8100 W
Potencia FV máxima (P_{FVmax})	3700 W	4500 W	5200 W	6700 W	8900 W
Rango de tensión de CC, mpp ($U_{CC, mpp}$)	335 a 800 V				
Tensión máx. de CC ($U_{CC, max}$)	900 V				
Tensión nominal de CC (U_{CC})	480 V				
Corriente máx. de CC ($I_{CC, max}$)	10,5 A	12,7 A	14,6 A	19,0 A	25,4 A
Número de entradas CC (paralelo)	4, con conectores rápidos MC4				
Salida (CA)					
Potencia nominal de salida CA (P_{CA})	3300 W	4000 W	4600 W	6000 W	8000 W
Corriente nominal de CA ($I_{CA, nom}$)	14,3 A	17,4 A	20,0 A	26,1 A	34,8 A
Tensión nominal ($V_{CA, nom}$)	230 V				
Tensión de red, rango de operación ¹⁾	180 a 276 V				
Frecuencia de red, rango de operación (f_{CA}) ²⁾	47 a 63 Hz				
Distorsión armónica de la corriente de red (K_{CA})	< 3%				
Factor de potencia (cos ϕ)	1				
Conexión de red	Monofásica: L, N y PE				
Transformador	No				
Rendimiento					
Rendimiento máx. (P_{CMmax})	97,1%				
Euro-eta	96,0%	96,3%	96,3%	96,6%	96,6%
Consumo de energía					
En modo de espera ($P_{standby}$)	< 12 W				
Consumo nocturno ($P_{nocturno}$)	< 1 W				
Límites ambientales					
Grado de protección	IP55				
Rango de temperatura ambiente admisible	-25 °C a +60 °C				
Potencia nominal, hasta	+50 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 a 100%				
Altitud máxima sobre el nivel del mar ³⁾	2000 m				
Nivel de ruido	<45 dBA				

¹⁾ Este rango debe ajustarse específicamente según las normas nacionales.

²⁾ Este rango debe ajustarse específicamente según las normas nacionales.

³⁾ La salida nominal puede ser limitada a mayores altitudes.

Diseño y conexión a la red del inversor string ABB



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS300-TL-3300W-2	PVS300-TL-4000W-2	PVS300-TL-4600W-2	PVS300-TL-6000W-2	PVS300-TL-8000W-2
	3,3 kW	4,0 kW	4,6 kW	6,0 kW	8,0 kW
Dimensiones y peso					
Anchura / Altura / Profundidad (mm)	An 392 / Al 581 / P 242				
Peso aproximado (kg)	27		29		
Protección					
Monitorización contra defecto a tierra	Sí				
Monitorización de red con protección anti-isla	Sí				
Detección de intensidad residual (RCD)	Sí				
Interruptor CC	Sí				
Fusibles de string CC ⁴⁾	Sí				
Polaridad inversa de CC	Sí				
Cortocircuito de CA	Sí				
Sobrecarga	Sí				
Sobretensión ⁵⁾	Sí				
Dispositivo de protección contra sobretensiones reemplazable	Sí				
Clase de protección ⁶⁾	Clase I				
Categoría de sobretensión ⁷⁾	Categoría III				
Interfaz de usuario y comunicaciones					
Tipo de unidad de control	Extraíble con pantalla gráfica y teclado				
Interfaz de unidad de control	EIA-485				
Comunicación de inversor a inversor (I2I)	Sí				
Interfaz de inversor a inversor	EIA-485				
Monitorización y configuración trifásica	Sí, con enlace I2I				
LED de estado	Sí				
Salida de relé con aislamiento eléctrico	Sí, función programable por el usuario				
Monitorización remota	Sí, con accesorios				
Interfaz de monitorización	EIA-485				
Protocolos de monitorización	Modbus RTU / Ethernet, con accesorios				
Cumplimiento de normativas del producto					
Seguridad	Cumple con EN50178:1997 y EN62109-1:2010				
Conformidad con la red CE	Cumple con VDE V 0126-1-1:2006-2, UTE C15-712-1				
	Conformidad CE, cumple con la Directiva Europea de Baja Tensión 2006/95/CE y EMCD 2004/108/CE				

⁴⁾ Fusibles FV de 12 A entregados con el inversor

⁵⁾ Según la limitación de la potencia de salida

⁶⁾ Según IEC 62103

⁷⁾ Según EN 60664-1

Punto de recarga semi-rápido URBAN M11

RVE-URBAN

Postes para recarga exterior



Descripción

Los postes para exterior deben resistir a las diversas condiciones ambientales y posibles actos vandálicos, toda vez que deben simplificar el proceso de instalación y mantenimiento para los operadores. Con los postes **URBAN** se ha conseguido reducir el tiempo de instalación y simplificar las tareas de operación y mantenimiento.

Los equipos **URBAN** facilitan las tareas de recarga a los distintos usuarios de VE, incorporando todas las protecciones eléctricas necesarias para garantizar una plena seguridad en el interior de un cuerpo metálico de aluminio. Pueden disponer de tomas Tipo II y/o tomas Schuko en diversas combinaciones, posibilitando la recarga en Modo 1-2 y Modo 3 en función de la configuración escogida.

La serie consta de dos gamas distintas: la básica **URBAN 10**, pensada para ubicaciones en las que se precise de cargadores con operativa *Plug&Charge* en aplicaciones sencillas en las que tan sólo se requiera de recarga simplificada; y la serie Smart **URBAN 20** para aplicaciones complejas donde se necesite ofrecer las máximas prestaciones que exige el mercado, se precise de gestión y monitorización con control remoto o integrarse en plataformas de gestión basadas en el protocolo OCPP 1.5.

Aplicaciones

Los postes **URBAN** son especialmente adecuados para todo tipo de aparcamientos en intemperie. Sus aplicaciones se extienden desde plazas en vía pública, grandes superficies, aeropuertos, empresas de venta y alquiler de vehículos, aparcamientos privados, etc.

Características técnicas

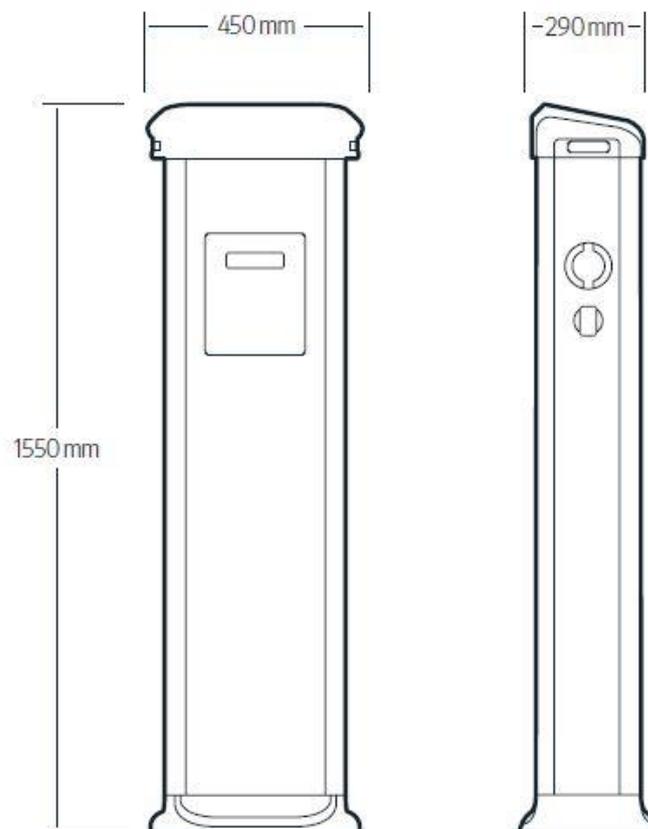
Conexión	Tipo de conector	Tipo II (según IEC 62196-2) ó Schuko
	Tipo de carga	Carga en Modo 1 / 2 (Schuko) Carga en Modo 3 (según IEC 61851-1)
Características eléctricas	Tensión de entrada	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Tolerancia	±10%
	Frecuencia de entrada	50...60 Hz
	Tensión de salida	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Corriente máxima de salida	16 A / 32 A según tipo
	Rango de potencia de salida	3,6 / 7,2 / 22 kW
	Medida de potencia (Urban 20)	Contador (MID Clase 1 EN 50470-3)
Protecciones eléctricas	Medida de energía (Urban 20)	Contador (MID Clase 1 EN 50470-3)
	Protección diferencial	RCD Tipo A (30 mA) RCD Tipo A (30 mA) con reconexión automática (opcional) RCD Tipo B (opcional)
Interfaz	Protección magnetotérmica	MCB (curva C)
	Baliza luminosa	Indicación luminosa de estado de carga RGB
	Control de acceso (URBAN 20)	Tarjeta sistema RFID
	Frecuencia de trabajo RFID (URBAN 20)	ISO / IEC 14443A/B MIFARE Classic / DESFire EV1 ISO 18092 / ECMA-340 NFC 13,56 MHz
	Lector RFID (URBAN 20)	ISO 14443 A
Comunicaciones (Urban 20)	Tipo	Ethernet, 3G (opcional)
	Protocolo	OCPP, XML
Características constructivas	Envolvente	Aluminio y plástico ABS
	Dimensiones	450 mm x 290 mm x 1550 mm
	Peso	55 kg
	Grado protección mecánica	IK 10
	Grado protección	IP 54
	Fijación	Fijación al suelo con 4 pernos
Seguridad	Categoría III - 300 Vc.a. (EN 61010) Protección contra choque eléctrico por doble aislamiento clase II	
Normas	EN 61851-1 : 2001 parte1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1 , IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443A	

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Referencias

Tipo	Código	Tipo conector	Tipo red	Características eléctricas
URBAN M11	V10610	Tipo II	Monofásica	230 V, 32 A, 7,2 kW
URBAN T11	V10611	Tipo II	Trifásica	400 V, 32 A, 22 kW
URBAN M12	V10612	Tipo II, Tipo II	Monofásica Monofásica	230 V, 32 A, 7,2 kW 230 V, 32 A, 7,2 kW
URBAN T12	V10613	Tipo II, Tipo II	Trifásica Trifásica	400 V, 32 A, 22 kW 400 V, 32 A, 22 kW
URBAN T12-MIX	V10614	Tipo II, Schuko	Trifásica Monofásica	400 V, 32 A, 22 kW 230 V, 16 A, 3,6 kW
URBAN M21	V10620	Tipo II	Monofásica	230 V, 32 A, 7,2 kW
URBAN T21	V10621	Tipo II	Trifásica	400 V, 32 A, 22 kW
URBAN M22	V10622	Tipo II, Tipo II	Monofásica Monofásica	230 V, 32 A, 7,2 kW 230 V, 32 A, 7,2 kW
URBAN T22	V10623	Tipo II, Tipo II	Trifásica Trifásica	400 V, 32 A, 22 kW 400 V, 32 A, 22 kW
URBAN T22-C2	V10626	Tipo II cable, Tipo II cable	Trifásica Trifásica	400 V, 32 A, 22 kW 400 V, 32 A, 22 kW
URBAN T24-MIX	V10627	Tipo II / Schuko, Tipo II / Schuko	Trifásica / Monofásica Trifásica / Monofásica	400 V, 32 A, 22 kW / 230 V, 16 A, 3,6 kW 400 V, 32 A, 22 kW / 230 V, 16 A, 3,6 kW

Dimensiones



Punto de recarga lento RVE2-PM1



Descripción

Los postes para recarga de vehículos Eléctricos (VE) de la familia RVE-P presentan un conjunto de características constructivas y de seguridad que los hace especialmente adecuados para ser instalados en zonas al aire libre dada su resistencia frente a las condiciones ambientales y su robustez ante los actos vandálicos. Han sido diseñados para cubrir todas las necesidades de recarga de los VE en los modos 1, 2 y 3 (según la norma IEC 61851-1), permitiendo diversas opciones de rapidez en función de la potencia demandada entre 3,6 y 22 kW.

Mediante un display alfanumérico se visualizan las instrucciones de operación de manera secuencial una vez se ha identificado el usuario con una tarjeta de proximidad RFID, desbloqueando la trampilla de acceso a las tomas. El poste almacena la información de recarga, a la vez que muestra los datos de recarga (energía, tiempo de recarga,...) y estado de operación. Nuestros equipos disponen de las protecciones eléctricas necesarias (ITC-BT-52), y permite la recarga simultánea de dos VE. Entre sus características destacan:

- Medida de energía
- Comunicaciones IP
- Memoria interna
- Lector RFID
- Display alfanumérico
- Protecciones eléctricas
- Indicación luminosa de estado de carga
- Control y monitorización de la unidad de forma remota

Aplicaciones

Todos aquellos lugares en intemperie susceptibles de ser destinados al estacionamiento de vehículos de cualquier tipo (coches, motos, bicicletas, furgonetas...). Como ejemplo pueden ser: la vía pública, parkings públicos exteriores, parkings en grandes superficies, aeropuertos y flotas de empresas entre otros.

Características técnicas

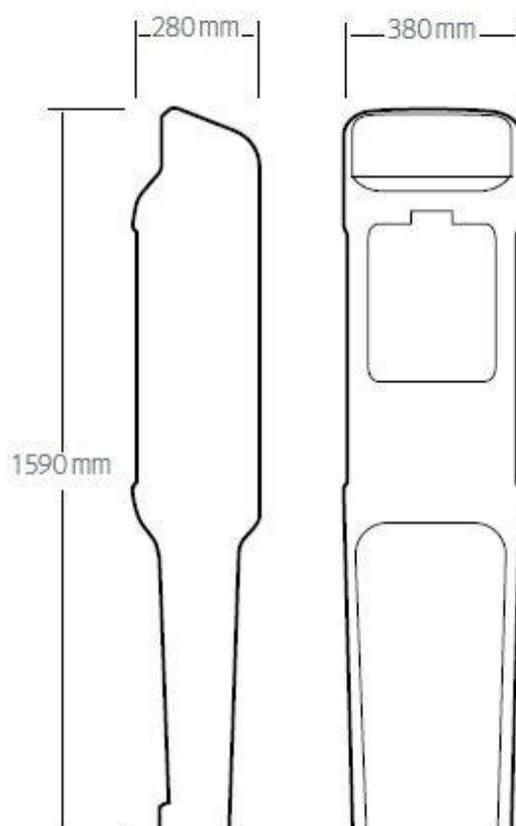
Conexión	Tipo de conector	Tipo II (según IEC 62196-2) ó Schuko
	Tipo de carga	Carga en Modo 1 / 2 (Schuko) Carga en Modo 3 (según IEC 61851-1)
Características eléctricas	Tensión de entrada	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Tolerancia	±10%
	Frecuencia de entrada	50...60 Hz
	Tensión de salida	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Corriente máxima de salida	16 A / 32 A según tipo
	Rango de Potencia de salida	3,6 a 22 kW
	Protección	Diferencial con reconexión automática, 30 mA
	Medida de potencia	Contador integrado
Interfaz	Medida de energía	Contador integrado
	Control de acceso	Tarjeta sistema RFID
	Frecuencia de trabajo RFID	13,56 MHz
Comunicaciones	Lector RFID	ISO 14443 A
	Tipo	Ethernet, 3G (opcional)
Características constructivas	Protocolo	OCPP, XML
	Envolvente	Poulliretano antivandálica
	Dimensiones	380 x 280 x 1590 mm
	Grado protección mecánica	IK-10
	Grado protección	IP 54
	Fijación	Fijación al suelo con 4 pernos
Seguridad	Categoría III – 300 Vc.a. (EN 61010) Protección al choque eléctrico por doble aislamiento clase II	
Normas	EN 61851-1 : 2001 parte1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1 , IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443A	

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Referencias

Tipo	Código	Tipo conector	Comunicaciones	Puntos de recarga	Tipo red	kW
RVE2-PM1	V10410	Schuko	Ethernet	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM3	V10415	Tipo II	Ethernet	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM-MIX	V10420	Schuko + Tipo II	Ethernet	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PT3	V10425	Tipo II	Ethernet	2	Trifásico	2 x 22 kW
RVE2-PT-MIX	V10430	Schuko + Tipo II	Ethernet	2	Monofásico + Trifásico	1 x 3,6 kW + 1 x 22 kW
RVE2-PM1 3G	V10440	Schuko	Ethernet + 3G	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM3 3G	V10445	Tipo II	Ethernet + 3G	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PM-MIX 3G	V10450	Schuko + Tipo II	Ethernet + 3G	2	Monofásico	2 x 3,6 kW
RVE2-PT3 3G	V10455	Tipo II	Ethernet + 3G	2	Trifásico	2 x 22 kW
RVE2-PT-MIX 3G	V10460	Schuko + Tipo II	Ethernet + 3G	2	Monofásico + Trifásico	1 x 3,6 kW + 1 x 22 kW

Dimensiones



Caja de conexión de grupo STC4 40A*Ficha Cuadro STC4 40A*

Descripción:	Información técnica y manual del cuadro STC4 40A
Revisión:	1ª versión

En este documento se explicarán las características técnicas y el manual de uso del cuadro de series pequeño (hasta 4 strings). A lo largo de este informe veremos todo lo necesario para manejar el cuadro con seguridad y conocer sus ventajas.

FICHA TÉCNICA CUADRO STC4 40A**Descripción del cuadro:**

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 4 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 4 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 900Vdc y 40A (1000Vdc de aislamiento), sin contacto auxiliar de estado. Montado en caja de doble aislamiento con tapa transparente, 380x380x225mm (máximo), IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

Elementos del cuadro:

El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos:

- Módulo poliéster 380x380x225mm, IP 55 con placa de montaje aislante
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible 10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 900Vdc y 40A (1000Vdc de aislamiento)
- Prensaestopas M16
- Prensaestopas M20

Tabla de características:

CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL MONTAJE	
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente máxima de uso	40A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si
CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte	900Vdc
Corriente máxima de corte	40A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21
Tipo de conexión	Disponible en pletina ó brida
CARACTERÍSTICAS DEL FUSIBLE	
Marca	DF
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente de fusión de fusible	16A
Tensión de aislamiento (base)	1000Vdc
Corriente máxima de la base	32 A
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
CARACTERÍSTICAS DEL PROTECTOR	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II
Tensión de uso	1000Vdc
I de descarga	40kA
CARACTERÍSTICAS DE LA ENVOLVENTE	
Marca	Claved
Dimensiones máximas	380x380x225mm
IP	55
IK	10
Tapa	Transparente
Prensaestopas	Si (M16 y 20)
IP Prensas	66
Placa de montaje	Aislante

Fusible DF2CN25 (Schneider)

Hoja de datos del producto DF2CN25

Características

TeSys - Cartucho fusible 10 x 38 mm - gG 25 A
- sin percutor



Principal

Gama de producto	Seccionador-fusible TeSys
Tipo de producto o componente	Cartucho fusible
Nombre corto del dispositivo	DF2
[Ue] tensión de funcionamiento nominal	400 V CA
Intensidad nominal (In)	25 A 400 V
Tamaño de fusible	10 x 38 mm
Tipo de fusible	NFC
Cantidad por juego	Juego de 10

Complementario

Curva de fusible	GG
Peso del producto	0,01 kg

Protector contra sobretensiones transitorias (Varistor) Cirprotec Serie CS23

CPT cirprotec



Serie CS23

Protectores contra
sobretensiones transitorias
Surge protector device



Español

INFORMACIÓN GENERAL

Los protectores CS23 se componen de una completa gama de protectores para instalaciones fotovoltaicas de tensiones en c.c. de hasta 1000 Vdc. Son protectores bipolares para carril DIN, a la que se conectan los conductores.

DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

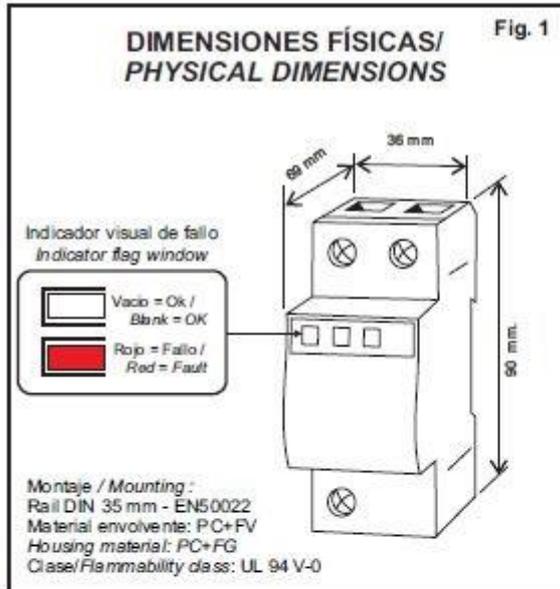
Los protectores CS23 incorporan un desconectador dinámico para separar de la red el elemento de protección cuando éste ha dejado de ser efectivo. La actuación de este desconectador opera también sobre una indicación visual de fallo (ver figura 1). Los modelos IR también actúan sobre un contacto libre de potencial para obtener una señalización a distancia del final de vida de la protección (ver figura 3).

GUÍA DE CONEXIÓN (ver figura 2)

Es muy importante para la protección instalar los protectores lo más cerca posible del equipo a proteger. Para mejorar el nivel de protección los conductores conectados al protector deben ser lo más cortos posibles y en V. La sección mínima para el cableado de la protección es de 6 mm². Debido a los esfuerzos mecánicos que se producen en el momento de la descarga, es muy importante asegurar bien las conexiones.

Consideraciones sobre fusible previo :

Si el valor del fusible F1 es mayor que el valor de la columna **fusible previo máximo** de la siguiente tabla, entonces el fusible F2 es necesario, y F2 es de valor menor o igual al F1.

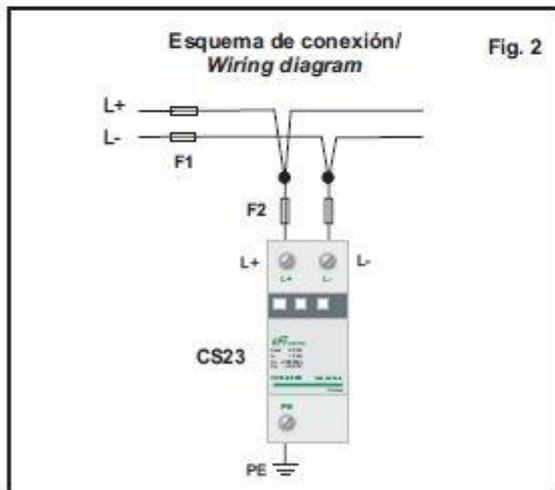


I_{max}	Fusible previo máximo (para F1)
40 kA	10 AgR

F1: fusible previo de la instalación
F2: fusible de corte para protector

MANTENIMIENTO

Cuando el protector actúa, éste sufre un deterioro que aumenta cuanto mayor sea la descarga. Este deterioro continuo lleva al protector a final de vida. Por tanto es conveniente revisar de forma periódica la protección y sustituirlos cuando el protector indique fallo. Para disponer de un óptimo funcionamiento de las protecciones y una protección eficaz es necesario realizar un mantenimiento de la puesta a tierra.



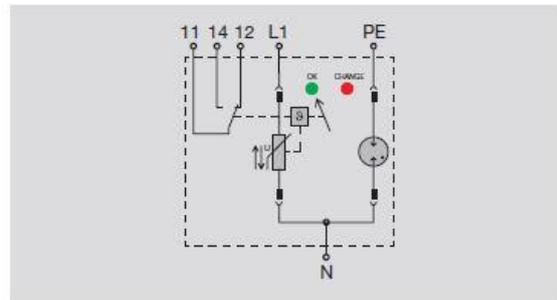
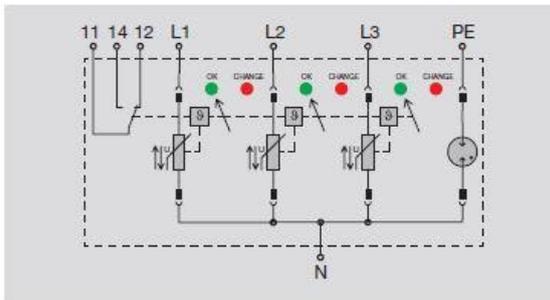
INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Características técnicas / Technical features (Tipo 2/Type 2)					
Modelo / Model Código / Code		CS23-40/600 77 707 360	CS23-40/600 IR 77 707 361	CS23-40/1000 77 707 362	CS23-40/1000 IR 77 707 363
Tensión máxima de servicio <i>Maximum service voltage</i>	U_c	600 Vdc		1000 Vdc	
Nivel de protección <i>Protection level</i>	U_p	≤ 2,6 kV		≤ 3,8 kV	
Corriente nominal de descarga <i>Nominal discharge current</i>	I_n	20 kA			
Corriente máxima de descarga <i>Maximum Discharge current</i>	I_{max}	40 KA			
Tiempo de respuesta <i>Response time</i>	t_a	< 25 ns			
Visualización estado / Indicación remota <i>Monitoring flag / Remote monitoring</i>		No	Sí (Yes)	No	Sí (Yes)
Grado de protección <i>Degree of protection</i>		IP 20			
Capacidad bornes de conexión <i>Maximum connection wire</i>		6 / 25-50 mm ²			
Temperatura de funcionamiento <i>Operating temperature range</i>		-40°C...+75°C			
Dimensiones <i>Dimensions</i>		69 x 36 x 90 mm			
Peso <i>Weight</i>		225 g.	240 g.	230 g.	245 g.
Características fusible/fusibles seccionador / Features disconnecting switch fuse/fuses					
Fusible previo máximo <i>Maximum backup fuse</i>		10 AgR			
Tensión máxima <i>Maximum voltage</i>		1000 Vdc			

Protector contra sobretensiones transitorias (AC) (Varistor)

PU II 3+1/R 280 V / 40kA

PU II 1+1/R 280 V / 40kA



Datos técnicos

Tensión nominal, Un (AC)
 Máxima tensión permanente, Uc (AC)
 Tipo según IEC 61643-1
 Corriente descarga nominal, por polo In (8/20 μs)
 Corriente descarga máxima, por polo Imax (8/20 μs)
 Corriente descarga máxima, total Itotal (8/20 μs)
 Tiempo de respuesta
 Intensidad máx. del equipo a proteger
 Máxima tensión permanente, Uc (N-PE)
 Máxima corriente de descarga por circuito 8/20 μs (N-PE)
 Nivel de protección con In (Up) (L-N) / (N-PE)
 Indicación óptica de funcionamiento ctuoso, cambiar
 Contacto de aviso PU II 1+1 R
 Diseño Módulos insertables a TS 35
 Color negro, descargador rojo / azul
 Temperatura de servicio
 Temperatura almacenamiento
 Homologaciones

230 V / 400 V
 280 V
 Tipo 2 *
 20 kA
 40 kA
 150 kA
 ≤ 25 ns
 125 A gl
 260 V
 40 kA
 < 1450 V / < 1350 V
 verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
 250 V 1A 1CO en PU II 3+1 R R
 4 TE ; Módulos insertables a TS 35
 base negro, descargador rojo / azul
 -40°C ... 70°C
 -40°C ... 70°C
 CE, ÖVE, cURus disponible en breve

230 V
 280 V
 Tipo 2 *
 20 kA
 40 kA
 75 kA
 ≤ 25 ns
 125 A gl
 260 V
 40 kA
 < 1450 V / < 1350 V
 verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
 250 V 1A 1CO en PU II 1+1 R
 2 TE ; Módulos insertables a TS 35
 base negro, descargador rojo / azul
 -40°C ... 70°C
 -40°C ... 70°C
 CE, ÖVE, cURus disponible en breve

Dimensiones	
Sección embornada (nom. / min. / máx.)	mm ²
Longitud / Anchura / Altura	mm

Sin contacto	Con contacto
25 / 4 / 25	25 / 4 / 25
90 / 72 / 64	97 / 72 / 64

Sin contacto	Con contacto
25 / 4 / 25	25 / 4 / 25
90 x 36 x 64	97 / 36 / 64

INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

Interruptor-Seccionador P-SOL30 (Eaton-Moeller)



Switch-disconnector, DC current, 30A

Part no. **P-SOL30**
 Article no. **120935**
 Catalog No. **P-SOL30**



Delivery program

Product range			Switchgear for photovoltaic systems
Subrange			DC switch-disconnectors
Rated operational voltage	U_g	V	1000
Protection class			2
Number of conductors			2 pole
Max. rated operational current	I_g	A	30
Design			open

Technical data

Rated operational current 240 V	I_g	A	30
Number of poles			2 pole
Rated operational voltage	U_g	V	1000
Isolating characteristics			yes
Standards			IEC/EN 60 947-3 UL-508, TÜV-certified
Lifespan, mechanical	Operations		100000
Electrical		Operations	100000
Max. operating frequency		Ops/h	120
Climatic proofing			Damp heat, constant, to IEC 60068-2-78 Damp heat, cyclic, to IEC 60068-2-30

Ambient temperature

Open		°C	-25 - +60
Mounting position			As required

Dimensions

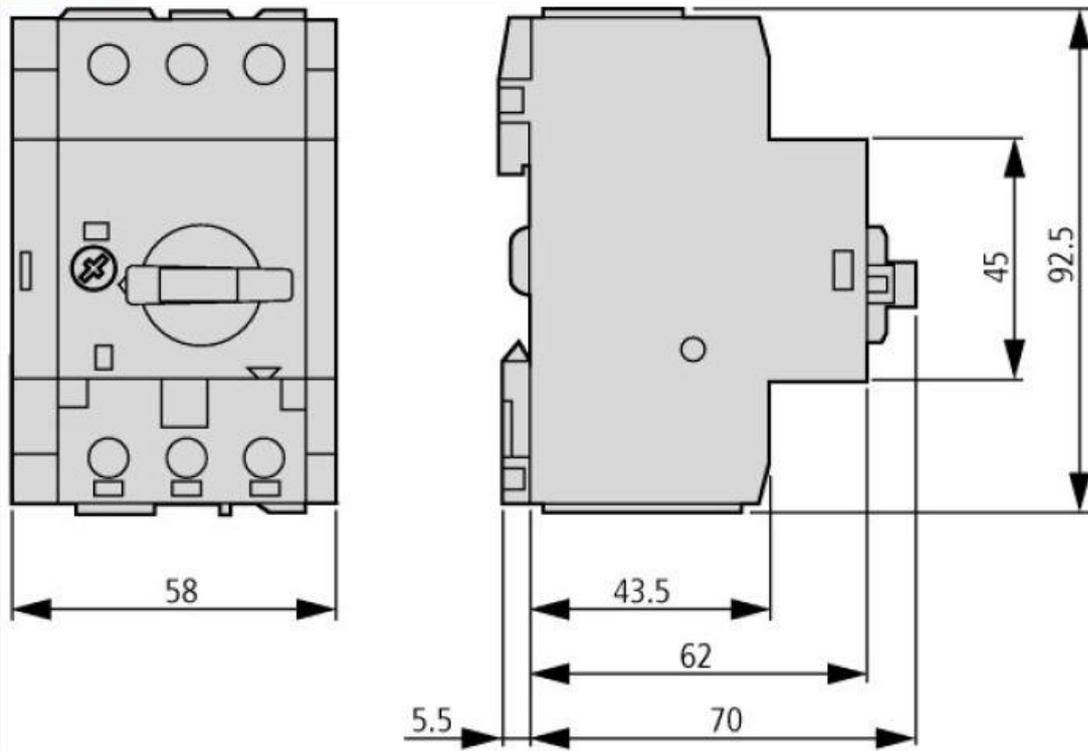
Width		mm	58
Height		mm	93
Depth		mm	76

Top-hat rail			35 mm
Weight		kg	0.32

Terminal capacities

Flexible with ferrule		mm ²	1 x (1 - 6) 2 x (1 - 6)
Solid or stranded		AWG	18 - 14
Rated short-time withstand current (t=1s)	I_{cw}	kA	0.36
up to 440 V 50/60 Hz	I_{cm}	kA	0.32
Internal resistance		mΩ	5

Dimensions



Protección diferencial CDL7 de la marca Delixi

Aparellaje Eléctrico S.A. **DELIXI**

Aparatos Modulares

Interruptores Diferenciales Puros. Según UNE-EN61008-1



CDL7

Características

Los interruptores diferenciales están diseñados para la protección de personas contra contactos indirectos y la protección de equipos eléctricos contra fugas de corriente a tierra, para tensiones de 440V o inferiores con frecuencias de 50/60Hz.

- Polos: 2 y 4 Polos
- In.: 16, 25, 40, 63, 80 y 100A
- Sensibilidad: 10, 30 y 300mA
- Poder corte: 6kA
- Tipos: A, AC y Especiales
- Protección: IP20

• Certificados:   

Protección magnetotérmica OB8-100 Denor

Interruptores magnetotérmicos

Gama terciaria e industrial

Interruptores magnetotérmicos poder de corte 10kA



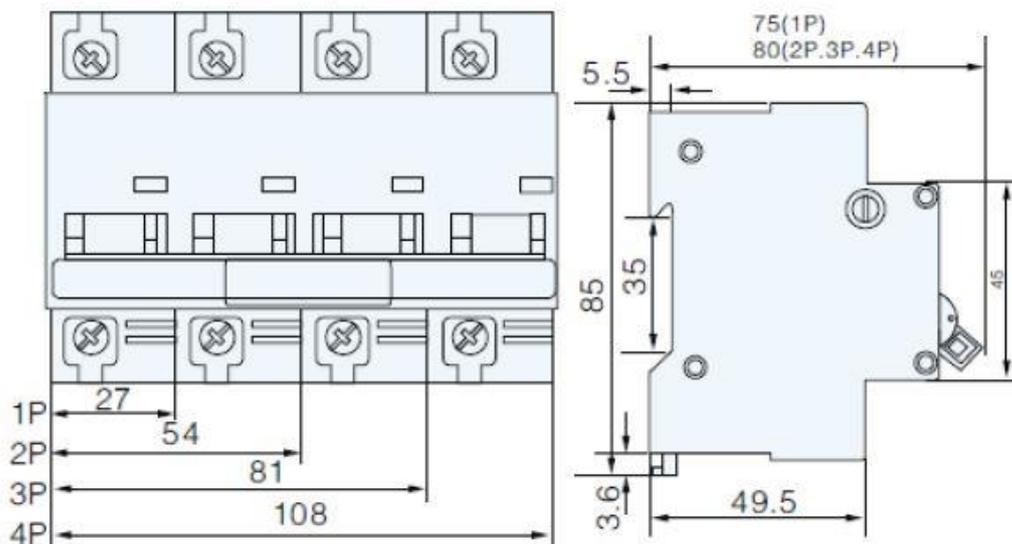
Gama completa de interruptores magnetotérmicos destinados a ser usados en sectores terciarios, industrias, maquinaria y cuadros eléctricos para líneas de distribución, para protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Gran fiabilidad y alto poder de corte, disponibles desde 2 a 4 polos, con protección de todos los conductores. Dispone de indicación de estado en cada uno de los polos.

Curva de disparo clase "C".

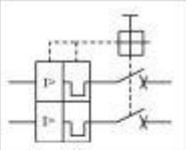
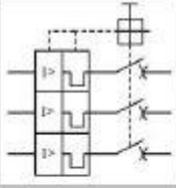
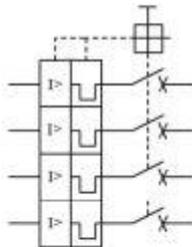
Características técnicas:



- Fabricante: Denor.
- Tipo: OB8-100.
- Tensión de trabajo (Un): 230/400Vac., 50/60Hz.
- Numero de polos: 2P, 3P y 4P.
- Intensidad de trabajo (In): 63A, 80A, 100A y 125A.
- Curva: C.
- Poder de corte (Icn): 10000A. (10kA).
- Endurancia: ≥4000.
- Indicación mecánica de estado.
- Grado de protección: IP20.
- Normativa: CE; IEC60947-1
- Anchura: 1,5 módulos/polo (27mm).
- Tipo de terminal: mordaza apriete por tornillo.
- Capacidad del cable: 50mm².



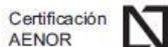
INFRAESTRUCTURAS PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MUNICIPIO DE LA OLIVA

			
Tipo			
63A	OB8-063P2	OB8-063P3	OB8-063P4
80A	OB8-080P2	OB8-080P3	OB8-080P4
100A	OB8-100P2	OB8-100P3	OB8-100P4
125A	OB8-125P2	OB8-125P3	OB8-125P4

Protección magnetotérmica IC60N Schneider

Interruptores automáticos iC60N

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores



UNE-EN 60947-2, UNE-EN 60898-1 Curvas B, C y D

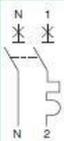
- Los iC60N son interruptores automáticos que combinan las siguientes funciones:
 - Protección de circuitos contra corrientes de cortocircuito.
 - Protección de circuitos contra corrientes de sobrecarga.
 - Adecuados para aislamiento industrial según la norma UNE-EN 60947-2.
 - Señalización de defecto mediante un indicador mecánico situado en la parte frontal del interruptor automático.

Corriente alterna (CA) 50/60 Hz						
Poder de corte (Icu) según la norma UNE-EN 60947-2						Poder de corte de servicio (Ics)
	Tensión (Ue)					
F/F (2P, 3P, 4P)	12 a 133 V	220 a 240 V	380 a 415 V	440 V		
F/N (1P, 1P+N)	12 a 60 V	100 a 133 V	220 a 240 V	–		
Calibre (In)	0,5 a 4 A	50 kA	50 kA	50 kA	25 kA	100 % de Icu
	6 a 63 A	36 kA	20 kA	10 kA	6 kA	75 % de Icu

Poder de corte (Icn) según la norma UNE-EN 60898-1	
	Tensión (Ue)
F/F	400 V
F/N	230 V
Calibre (In)	0,5 a 63 A
	6.000 A

Corriente continua (CC)					
Poder de corte (Icu) según la norma UNE-EN 60947-2					Poder de corte de servicio (Ics)
	Tensión (Ue)				
Entre +/-	12 a 72 V	100 a 133 V		220 a 250 V	
Número de polos	1P	2P (en serie)	3P (en serie)	4P (en serie)	
Calibre (In)	0,5 a 63 A	6 kA	6 kA	6 kA	100% de Icu

Referencias

Interruptor automático iC60N						
Tipo	1P			1P+N		
						
Auxiliares	Indicación y disparo remotos, ver página 1/109			Indicación y disparo remotos, ver página 1/109		
Quick Vigi iC60	Dispositivo de protección diferencial Quick Vigi iC60, ver página 1/63			Dispositivo de protección diferencial Quick Vigi iC60, ver página 1/63		
Calibre (In)	Curva					
	B	C ⁽¹⁾	D	B	C ⁽¹⁾	
0,5 A ⁽¹⁾	–	A9F74170	A9F75170	A9F73670	A9F74670	
1 A ⁽¹⁾	A9F73101	A9F74101	A9F75101	A9F73601	A9F74601	
2 A ⁽¹⁾	A9F73102	A9F74102	A9F75102	A9F73602	A9F74602	
3 A ⁽¹⁾	A9F73103	A9F74103	A9F75103	A9F73603	A9F74603	
4 A ⁽¹⁾	A9F73104	A9F74104	A9F75104	A9F73604	A9F74604	
6 A	A9F78106	A9F79106	A9F75106	A9F78606	A9F79606	
10 A	A9F78110	A9F79110	A9F75110	A9F78610	A9F79610	
16 A	A9F78116	A9F79116	A9F75116	A9F78616	A9F79616	
20 A	A9F78120	A9F79120	A9F75120	A9F78620	A9F79620	
25 A	A9F78125	A9F79125	A9F75125	A9F78625	A9F79625	
32 A	A9F78132	A9F79132	A9F75132	A9F78632	A9F79632	
40 A	A9F78140	A9F79140	A9F75140	A9F78640	A9F79640	
50 A	A9F78150	A9F79150	A9F75150	A9F78650	A9F79650	
63 A	A9F78163	A9F79163	A9F75163	A9F78663	A9F79663	
Ancho en módulos de 9 mm	2			4		
Accesorios	Ver página 1/109			Ver página 1/109		

(1) Certificación AENOR.

Interruptores automáticos iC60N

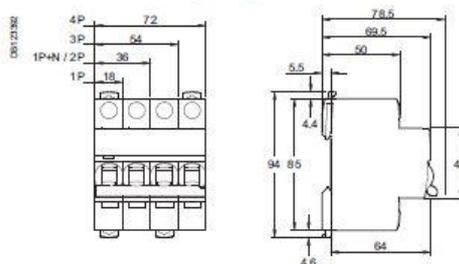
(continuación)

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores

Peso (g)

Interruptor automático	
Tipo	iC60N
1P	125
2P	250
3P	375
4P	500

Dimensiones (mm)



Características del cable Tecsun PV1-F (AS)

TECSUN (PV) (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV** Norma básica: **DKE/VDE AK 411.2.3 Requirements for cables for PV systems HD 22.13** Designación genérica: **PV1-F (AS)**

CARACTERÍSTICAS CABLE

Cable flexible
No propagación de la llama UNE EN 60332-1-2
No propagación del incendio EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5
Baja emisión de humos opacos UNE EN 61034-2
Libre de halógenos UNE EN 50267-2-1
Reducida emisión de gases tóxicos NFC 20454
Muy baja emisión de gases corrosivos UNE EN 50267-2-3
Resistencia a la absorción de agua
Resistencia al frío
Resistencia a los rayos ultravioleta
Resistencia a los agentes químicos
Resistencia a las grasas y aceites
Resistencia a la abrasión
Resistencia a los golpes
Servicios móviles
Servicio en alta temperatura



Temperatura de servicio (instalación fija o móvil): -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años).
Tensión nominal: 0,6/ 1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).
Ensayo de tensión en alterna: 15 min, 6 kV.
Ensayo de tensión en continua: 15 min, 10 kV.

Otros ensayos eléctricos: resistencia de conductor, resistencia de aislamiento, resistencia superficial, ensayos de tensión... a 20 y 90 °C sumergido

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión (continua o alterna cos φ = 1) V/A km
1x1,5	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica (corriente continua o alterna) en bandeja al aire (40°C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalacion tipo F → columna 13 (1x monofásica).

Radio mínimo de curvatura = 3 x diámetro exterior. Tensión máxima de tracción: 15 N/mm² en posición final, 50 N/mm² durante la instalación.

Características del conductor Afumex 1000 V (AS) (RZ1-K AS)

AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV** Norma diseño: **UNE 21123-4** Designación genérica: **RZ1-K (AS)**



CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2



No propagación del incendio
UNE EN 60332-3-24



Baja emisión de humos opacos
UNE EN 61034-2



Libre de halógenos
UNE EN 50267-2-1



Reducida emisión de gases tóxicos
NFC 20454



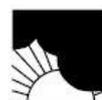
Nula emisión de gases corrosivos
UNE EN 50267-2-2



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta

- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- No propagación del incendio: UNE EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713 ; NFC 20454 ; It 1,5.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2 ; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; pH 4,3 ; C 10 µS/mm.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
(Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.
Color: Verde.



APLICACIONES

- Cable de fácil pelado y alta flexibilidad, especialmente adecuado para instalaciones interiores o receptoras en locales de pública concurrencia: (salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.)
 - En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
 - En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable (instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc.) o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.
- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). - Derivaciones individuales (ITC-BT 15). - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20).
- Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28).
- Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004).
- Edificios en general (Código Técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1.5	0.7	5.7	42	13.3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2.5	0.7	6.2	60	7.98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0.7	6.8	74	4.95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0.7	7.3	96	3.3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0.7	8.4	140	1.91	68	58	4	3,31
1 x 16	0.7	9.4	195	1.21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0.9	11	290	0.78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0.9	12.6	395	0.55	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14.2	550	0.38	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1.1	15.8	750	0.27	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1.1	17.9	970	0.20	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1.2	19	1200	0.16	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1.4	21.2	1480	0.12	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1.6	23.9	1866	0.10	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1.7	26.9	2350	0.08	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1.8	29.5	3063	0.06	630	380	0,14	0,19
2 x 1.5	0.7	8.7	105	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
2 x 2.5	0.7	9.6	136	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
2 x 4	0.7	10.5	175	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
2 x 6	0.7	11.7	230	3.3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0.7	14	345	1.91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0.7	16.9	503	1.21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0.9	20.4	780	0.78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0.9	23.4	1060	0.55	154	140	1,34	1,16
2 x 50	1	26.8	1448	0.38	188	166	0,99	0,88
3 G 1.5	0.7	9.2	120	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2.5	0.7	10.1	160	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0.7	11.1	215	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
3 G 6	0.7	12.3	282	3.3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0.7	14.7	430	1.91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0.7	17.8	650	1.21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0.9	21.4	946	0.78	110	96	1,62	1,38

Características del conductor Afumex ES07Z-R (AS)

AFUMEX PANELES RÍGIDO (AS)

Tensión nominal: 450/750V
Norma diseño: UNE 21027-9-1C
Designación genérica: ES07Z-R (AS)



CARACTERÍSTICAS CABLE



- Norma de diseño: UNE 21027-9-1C; HD 22.9 S2; NI 56.10.00.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 450/750 V.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 minutos: 2500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE-EN 60332-1-2 ; IEC 60332-1-2 ; BS EN 60332-1-2 ; NF EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio: UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24 ; BS EN 60332-3-24 ; NF EN 60332-3-24.
- Libre de halógenos: UNE-EN 60754-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713 ; NFC 20454 ; $I_t \leq 1,5$.
- Baja emisión de humos opacos: UNE-EN 61034-2 ; IEC 61034-2 ; NF EN 61034
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE-EN 60754-2 ; IEC 60754-2 ; BS 60754-2 ; NF EN 60754-2 ; $pH \geq 4,3$; $C \leq 10 \mu S/mm$.



DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: Rígido, clase 1 (hilo único) hasta 4 mm²; rígido, clase 2 (varios hilos) desde 6 mm²; según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla especial termoplástica, cero halógenos, tipo AFUMEX, clase E15 según UNE 21027-9-1C.

Colores: Azul, gris, marrón y rojo. (Ver tabla de colores según sección).

APLICACIONES

- Cable especialmente adecuado para el cableado de centralizaciones de contadores, cuadros, paneles y bastidores de relés.
 - Centralización de contadores (ITC-BT 16).
 - Cableado de cuadros (ITC-BT 28).
 - Edificios en general (Código Técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

Tensión nominal: 450/750V
 Norma diseño: UNE 21027-9-1C
 Designación genérica: ES07Z-R (AS)



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible (1) A	Caída de tensión V/A km (2)	
						cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	3	19	12,1	20	30,98	24,46
1 x 2,5	0,8	3,7	35	7,41	26,5	18,66	15,06
1 x 4	0,8	4,2	51	4,61	36	11,68	9,46
1 x 6	0,8	4,5	64	3,08	46	7,9	6,43
1 x 10	1	6	111	1,83	65	4,67	3,84
1 x 16	1	6,7	158	1,15	87	2,94	2,45

(1) Instalación monofásica bajo tubo o conducto empotrado en pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) o bajo tubo o conducto en montaje superficial. → XLP2 con instalación tipo B1 → columna 10.

(2) Instalación monofásica (para trifásica dividir por 1,15).

(Ver página 28).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A.

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.